

# **ANÁLISE DE DESEMPENHO DINÂMICO DE SISTEMAS DE EXCITAÇÃO PARA GERADORES SÍNCRONOS EM PLANTAS DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

**MARCELO CALSAN**

**Orientador: Prof. Dr. Madson Cortes de Almeida**

## **Banca Examinadora:**

Prof. Dr. Madson Cortes de Almeida (Presidente) - FEEC/UNICAMP

Prof. Dr. Maurício Barbosa de Camargo Salles - POLI/USP

Prof. Dr. Luiz Carlos Pereira da Silva - FEEC/UNICAMP

Dissertação apresentada à Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, UNICAMP, como parte dos requisitos exigidos para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica na área de concentração Energia elétrica

Campinas, 21 de Outubro de 2011

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA  
BIBLIOTECA DA ÁREA DE ENGENHARIA E ARQUITETURA – BAE – UNICAMP

C138a Calsan, Marcelo  
Análise de desempenho dinâmico de sistemas de excitação para geradores síncronos em plantas de geração distribuída / Marcelo Calsan. --Campinas, SP: [s.n.], 2011.

Orientador: Madson Cortes de Almeida.  
Dissertação de Mestrado - Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação.

1. Geração distribuída de energia elétrica. 2. Máquinas elétricas síncronas. 3. Sistemas de energia elétrica – Estabilidade. I. Cortes de Almeida, Madson. II. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação. III. Título.

Título em Inglês: Dynamic performance analysis of synchronous generators excitation systems in embedded generation power plants

Palavras-chave em Inglês: Embedded generation, Synchronous machines, Electric power systems – Stability

Área de concentração: Energia Elétrica

Titulação: Mestre em Engenharia Elétrica

Banca examinadora: Maurício Barbosa de Camargo Salles , Luiz Carlos Pereira da Silva

Data da defesa: 21/10/2011

Programa de Pós Graduação: Engenharia Elétrica

## COMISSÃO JULGADORA - TESE DE MESTRADO

**Candidato:** Marcelo Calsan

**Data da Defesa:** 21 de outubro de 2011

**Título da Tese:** "Análise de Desempenho Dinâmico de Sistemas de Excitação para Geradores Síncronos em Plantas de Geração Distribuída"

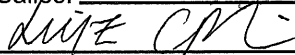
Prof. Dr. Madson Cortes de Almeida (Presidente):



Prof. Dr. Mauricio Barbosa de Camargo Sallés:



Prof. Dr. Luiz Carlos Pereira da Silva:





## RESUMO

CALSAN, Marcelo, *Análise de desempenho dinâmico de Sistemas de Excitação para Geradores Síncronos em Plantas de Geração Distribuída*, Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Universidade Estadual de Campinas, 2011, 146p., Dissertação de Mestrado.

Nesta dissertação de Mestrado, apresenta-se um estudo detalhado sobre o desempenho dinâmico de sistemas de excitação para geradores síncronos em plantas de geração distribuída. Foi concebida uma planta e esta conectada a uma rede de distribuição com características de geração descentralizada ou distribuída. São utilizados aqui os modelos matemáticos da Norma IEEE 421.5 - IEEE DC1A, AC1A, ST1A e ST2A - e diversos estudos de estabilidade são realizados no intuito de se acompanhar o desempenho destes sistemas de excitação frente a alguns fatores como: Potência Crítica, Tempo Crítico de eliminação de Falta, níveis de curto-circuito no ponto de conexão entre as redes de distribuição e subtransmissão, relação X/R da rede e, por fim, a verificação de perfil de tensão em tomadas de carga dinâmica leve e pesada foi considerada, nas situações de operação em paralelo com a rede e operação isolada.

Dados atualizados sobre os custos das diversas configurações são apresentados e em conjunto com os resultados dos estudos realizados, propõe-se qual (is) configuração (ões) pode(m) ser a(s) mais adequada(s) para plantas com esta característica de geração descentralizada.

Palavras-chave: Geração distribuída de energia elétrica, Máquinas elétricas síncronas, Sistemas de energia elétrica - Estabilidade.



## ABSTRACT

CALSAN, Marcelo, *Dynamic Performance Analysis of Synchronous Generators Excitation Systems in embedded generation power plants*, Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Universidade Estadual de Campinas, 2011, 146p., Master of Science in Electrical Engineering Dissertation.

In this dissertation, a detailed dynamic performance study on excitation systems for synchronous generators in plants of Embedded Generation is presented. It's been conceived a plant and this interconnected to a distribution grid with embedded or distributed generation characteristics.

IEEE 421.5 Std. mathematical models are used here: IEEE DC1A, AC1A, ST1A and ST2A compound - and diverse stability studies are carried through with intention of following these systems performance front to some factors as: critical power, critical fault-clearing time, short-circuit levels at distribution net and transmission net interconnection, grid X/R relation. Finally terminal voltage profile during load disturbances is taken in consideration for parallel with grid and island mode.

Up-to-date cost data are presented and added to the technical performance in order to indicate the better configuration for plants with this characteristic of decentralized generation.

Keywords: Embedded generation, Synchronous machines, Electric power systems - Stability





## **Agradecimentos**

Em primeiro lugar a *DEUS*, que tudo sabe e tudo vê;

Aos Professores Doutores Madson Cortes de Almeida, Luiz Carlos Pereira da Silva e Walmir Freitas, pela orientação, ensinamentos e paciência;

A meus pais, José Antonio Calsan e Maria Inês Calsan, pelo exemplo de vida;

À minha amada esposa Danielle, que esteve do meu lado durante toda a caminhada, muitas vezes inclusive sacrificando seu tempo por dedicação a mim;

Aos Engenheiros Adauto Hanaoka (SIEMENS Energy BRASIL), Alexandre Roma (TGM Turbinas / ITA), Edward T. Polley (SIEMENS Energy USA), Pieter H. Smuts (SIEMENS Energy USA), Ricardo O. Silva (SIEMENS Energy USA) e Thomas C. Davidson (SIEMENS Energy USA) pelos valiosos ensinamentos, ajuda imensurável e oportunidades a mim dadas;

Aos “MESTRES”: Carlos Alberto Damasceno (Excitation Systems - ABB Brasil) e Rivadávia Alves de Andrade (SIEMENS Energy Brasil) pelos ensinamentos e orientações que contribuíram diretamente para minha formação pessoal e profissional. Ensinamentos estes impagáveis pelo resto de minha existência;

Aos amigos que são mais que irmãos de família: Luciano Batistussi Silva e Erick Moreira da Silva os quais sempre estiveram comigo, principalmente nas horas mais difíceis, contribuindo para um conforto e palavras de otimismo.



*“Estude meu filho, para que você não tenha que passar pelas humilhações que eu e sua mãe  
passamos na vida.....”*



# Sumário

<b>RESUMO</b>	<b>v</b>
<b>ABSTRACT</b>	<b>vii</b>
<b>AGRADECIMENTOS</b>	<b>ix</b>
<b>LISTA DE FIGURAS</b>	<b>xvii</b>
<b>LISTA DE TABELAS</b>	<b>xix</b>
<b>1.0 - INTRODUÇÃO - MOTIVAÇÕES E OBSTÁCULOS</b>	<b>1</b>
1.1 - Introdução	1
1.2 - Geração Distribuída no Brasil	5
1.3 - Objetivos	5
<b>2.0 - MODELAGEM E ANÁLISE DINÂMICA DO SISTEMA EMPREGADO</b>	<b>9</b>
2.1 - Ferramenta de Simulação	9
2.2 - Sistema Elétrico utilizado	10
2.3 - Modelagem do gerador síncrono	11
2.4 - Representação dos geradores síncronos	13
2.5 - Modelos da máquina síncrona	13
2.6 - Malha de controle de tensão e potência reativa	19
2.7 - Sistemas de excitação	20
2.7.1 - Sistemas de excitação rotativos	21
2.7.1.1 - Com gerador de corrente contínua	21
2.7.1.2 - Com gerador de corrente alternada e retificador	22
2.7.2 - Sistemas de excitação estáticos	22
2.7.2.1 - Sistema alimentado por barramento auxiliar	23
2.7.2.2 - Sistema alimentado pelos terminais do gerador	24
2.7.2.3 - Sistema alimentado pela corrente e tensão do gerador	24
2.8 - Reguladores automáticos de tensão - AVR	25
2.9 - Modelos dos sistemas de excitação e dos reguladores de tensão	27
2.9.1 - Modelo IEEE DC1A	28
2.9.2 - Modelo IEEE AC1A	29
2.9.3 - Modelo IEEE ST1A	31
2.9.4 - Modelo IEEE ST2A	33
2.10 - Modelos representados no <i>Sympowersystems</i>	34
2.11 - Representação das cargas	37
2.11.1 - Modelagem de carga estática	37
2.11.2 - Modelagem de carga dinâmica	38
<b>3.0 - METODOLOGIA DE ANÁLISE</b>	<b>39</b>
3.1 - Introdução	39
3.2 - Cenários	39
3.2.1 - Cenário de operação em paralelo	40

3.2.2 - Cenário de operação isolada	41
3.3 - Ajustes nos parâmetros dos sistemas de excitação	43
3.3.1 - Parâmetros IEEE DC1A	46
3.3.2 - Parâmetros IEEE AC1A	47
3.3.3 - Parâmetros IEEE ST1A	48
3.3.4 - Parâmetros IEEE ST2A	49
3.4 - Tempo crítico de eliminação de falta	50
3.5 - Potência crítica	51
3.6 - Tempo de eliminação de falta	52
3.7 - Nível de curto-circuito	53
3.8 - Relação X/R	54
3.9 - Análise de abertura angular do gerador .	55
3.10 - Análise da taxa de amortecimento	58
3.11 - Análise do perfil de tensão terminal do gerador	62
3.12 - Análise de custo	64
<b>4.0 - ANÁLISE DOS RESULTADOS OBTIDOS</b>	<b>65</b>
4.1 - Introdução	65
4.2 - Tempo Crítico	65
4.3 - Potência Crítica	67
4.4 - Tempo de eliminação de falta	72
4.4.1 - Abertura angular	72
4.4.2 - Taxa de amortecimento	76
4.5 - Nível de curto-circuito	79
4.5.1 - Abertura angular	79
4.5.2 - Taxa de amortecimento	82
4.6 - Relação X/R	85
4.6.1 - Abertura angular	86
4.6.2 - Taxa de amortecimento	89
4.7 - Perfil de tensão	92
4.7.1 - Perfil de tensão - caso de operação em paralelo	93
4.7.2 - Perfil de tensão - caso de operação isolada	95
4.8 - Análise de custo	99
<b>5.0 - ANÁLISE DE CUSTO ATUAL E CONCLUSÕES FINAIS</b>	<b>105</b>
5.1 - Tempo Crítico	106
5.2 - Potência Crítica	106
5.3- Tempo de eliminação de falta - Abertura Angular	107
5.4 - Tempo de eliminação de falta - Taxa de amortecimento	107
5.5 - Nível de curto-circuito - Abertura Angular	108
5.6 - Nível de curto-circuito - Taxa de Amortecimento	108
5.7 - Relação X/R - Abertura Angular	108
5.8 - Relação X/R - Abertura Angular	109
5.9 - Perfil de Tensão - Caso de operação em paralelo	109
5.10 - Perfil de Tensão - Caso de operação isolada	110
5.11 - Análise de custo	110
5.12 - Considerações finais	111

<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS</b>	<b>113</b>
<b>APÊNDICE A</b>	<b>117</b>
A.1 – Bloco de 1ª Ordem	117
A.2 – Bloco Derivativo	117
A.3 – Bloco Avanço – Atraso – “Lead – Lag”	118
A.4 – Bloco Integrador	119
A.5 – Bloco Limitador Estático – “Windup Limiter”	119
A.6 – Bloco Limitador Dinâmico – “Non – Windup Limiter”	120
<b>APÊNDICE B</b>	<b>123</b>
B.1 – Modelamento da máquina síncrona	123
B.1.1 – Equações básicas	123
B.1.2 – Equações de tensão	124
B.1.3 – Equações do estator	126
B.1.4 – Equações do rotor	128
B.1.5 – Transformada d-q-0	129
B.1.6 – Equações de fluxo enlaçado do estator	130
B.1.7 – Equações de tensão do estator	130
B.1.8 – Equações de fluxo enlaçado do rotor	131
B.1.9 – Representação das equações em p.u.	131
B.1.10 – Potência instantânea	133
B.1.11 – Conjugado eletromagnético	134
B.1.12 – Equação de oscilação rotórica	134
B.2 – Efeito da saturação da excitatriz	136
B.3 – Dados para simulação da máquina síncrona	138
B.4 – Dados para simulação do sistema elétrico	140
B.5 – Dados para simulação da carga estática	141
B.6 – Dados para simulação da carga dinâmica	142
B.7 – Dados para simulação das máquinas primárias	143
B.8 – Dados para simulação do transformador elevador	145





# LISTA DE FIGURAS

2.1 - Planta utilizada nas simulações	10
2.2 - Diagrama esquemático da unidade geradora	12
2.3 - Equivalente da máquina síncrona	15
2.4 - Eixos d e q - SYMPOWERSYSTEMS	15
2.5 - Componente mecânica do modelo da máquina síncrona - SYMPOWERSYSTEMS	18
2.6 - Sistema de excitação com regulador de tensão	20
2.7 - Sistema de excitação rotativo com gerador de corrente contínua	21
2.8 - Sistema de excitação rotativo com alternador	22
2.9 - Sistema de excitação estático alimentado por barramento auxiliar	23
2.10 - Sistema de excitação estático alimentado pelos terminais do gerador	24
2.11 - Sistema de excitação estático com alimentação composta	25
2.12 - Representação simplificada do regulador automático de tensão	26
2.13 - Representação de um filtro de primeira ordem para $V_c$	27
2.14 - Diagrama de blocos do Modelo IEEE DC1A	28
2.15 - Diagrama de blocos do Modelo IEEE AC1A	29
2.16 - Diagrama de blocos do Modelo IEEE ST1A	31
2.17 - Diagrama de blocos do Modelo IEEE ST2A	33
2.18 - Biblioteca SYMPOWERSYSTEMS - Exemplo do Modelo IEEE DC1A	35
2.19 - Interface de parametrização - Modelo IEEE DC1A	36
2.20 - Diagrama de blocos do Modelo IEEE DC1A	37
3.1 - Cenário de operação em paralelo	40
3.2 - Cenário de operação isolada analisado	42
3.3 - Comportamento de abertura angular para cada tipo de excitação com tempo de eliminação de falta 3Ø de 160 milissegundos	57
3.4 - Método do Decremento Logarítmico	59
3.5 - Comportamento do desvio de velocidade rotórica para o modelo IEEE DC1A com tempo de eliminação de falta 3Ø de 160 milissegundos	60
3.6 - Comportamento do desvio de velocidade rotórica para o modelo IEEE ST1A com tempo de eliminação de falta 3Ø de 160 milissegundos	60
3.7 - Comportamento da tensão terminal em carregamento leve para o modelo IEEE ST2A - Caso de operação isolada	63
4.1 - Comportamento do ângulo com nível de carregamento da máquina síncrona para uma falta 3Ø de 200 milissegundos - IEEE DC1A	69
4.2 - Comportamento do ângulo com nível de carregamento da máquina síncrona para uma falta 3Ø de 200 milissegundos - IEEE AC1A	69
4.3 - Comportamento do ângulo com nível de carregamento da máquina síncrona para uma falta 3Ø de 200 milissegundos - IEEE ST1A	70
4.4 - Comportamento do ângulo com nível de carregamento da máquina síncrona para uma falta 3Ø de 200 milissegundos - IEEE ST2A	70
4.5 - Comportamento do ângulo pré-falta da máquina síncrona com nível de carregamento - escala ampliada de ângulo - IEEE ST1A	71
4.6 - Comportamento do ângulo da máquina síncrona com tempo de eliminação de falta 3Ø em 160, 180 e 200 milissegundos - IEEE DC1A	73

<b>4.7</b> - Comportamento do ângulo da máquina síncrona com tempo de eliminação de falta 3Ø em 160, 180 e 200 milissegundos - IEEE AC1A	73
<b>4.8</b> - Comportamento do ângulo da máquina síncrona com tempo de eliminação de falta 3Ø em 160, 180 e 200 milissegundos - IEEE ST1A	73
<b>4.9</b> - Comportamento do ângulo da máquina síncrona com tempo de eliminação de falta 3Ø em 160, 180 e 200 milissegundos - IEEE ST2A	74
<b>4.10</b> - Tensão terminal da máquina síncrona com tempo de eliminação de falta de 200 milissegundos - IEEE ST2A	75
<b>4.11</b> - Corrente terminal da máquina síncrona com tempo de eliminação de falta de 200 milissegundos - IEEE ST2A	75
<b>4.12</b> - Comportamento do desvio de velocidade rotórica da máquina síncrona com tempo de eliminação de falta 3Ø em 180 milissegundos - IEEE AC1A	76
<b>4.13</b> - Comportamento do ângulo do gerador para nível de C.C. = 500 MVA	80
<b>4.14</b> - Comportamento do ângulo do gerador para nível de C.C. = 3.500 MVA	80
<b>4.15</b> - Comportamento do ângulo do gerador para nível de C.C. = 9.500 MVA	80
<b>4.16</b> - Comportamento do desvio de velocidade rotórica da máquina síncrona com capacidade de c.c. de 3.500 MVA - IEEE ST1A	82
<b>4.17</b> - Fluxo de potência em um sistema elétrico	85
<b>4.18</b> - Comportamento do ângulo da máquina síncrona com níveis de X/R de 0,5, 3,0 e 8,0 - IEEE DC1A	87
<b>4.19</b> - Comportamento do ângulo da máquina síncrona com níveis de X/R de 0,5, 3,0 e 8,0 - IEEE AC1A	87
<b>4.20</b> - Comportamento do ângulo da máquina síncrona com níveis de X/R de 0,5, 3,0 e 8,0 - IEEE ST1A	87
<b>4.21</b> - Comportamento do ângulo da máquina síncrona com níveis de X/R de 0,5, 3,0 e 8,0 - IEEE ST2A	88
<b>4.22</b> - Comportamento do desvio de velocidade rotórica da máquina síncrona com X/R de 8,0 - IEEE ST2A	90
<b>4.23</b> - Perfil de tensão terminal da máquina síncrona para carregamento leve - Caso de operação em paralelo - Sistemas IEEE DC1A, AC1A, ST1A e ST2A	94
<b>4.24</b> - Perfil de tensão terminal da máquina síncrona para carregamento pesado - Caso de operação em paralelo - Sistemas IEEE DC1A, AC1A, ST1A e ST2A	95
<b>4.25</b> - Perfil de tensão terminal da máquina síncrona para carregamento leve - Caso de operação isolada - Sistemas IEEE DC1A, AC1A, ST1A e ST2A	96
<b>4.26</b> - Comportamento da tensão de excitação da máquina síncrona com tempo de eliminação de falta 3Ø em 200 milissegundos - IEEE DC1A e IEEE ST2A	97
<b>4.27</b> - Perfil de tensão terminal da máquina síncrona para carregamento pesado - Caso de operação isolada - Sistemas IEEE DC1A, AC1A, ST1A e ST2A	98
<b>A.1</b> - Representação de Bloco de 1ª Ordem	117
<b>A.2</b> - Representação de Bloco Derivativo	118
<b>A.3</b> - Representação de Bloco Avanço - Atraso	118
<b>A.4</b> - Representação de Bloco Integrador	119
<b>A.5</b> - Representação de Bloco Limitador Estático	119
<b>A.6</b> - Representação de Bloco Limitador Dinâmico	120
<b>B.1</b> - Diagrama esquemático dos enrolamentos do rotor e do estator	125
<b>B.2</b> - Representação da Saturação da Excitatriz	137

# LISTA DE TABELAS

<b>2.1</b> - Modelos padronizados pelo IEEE - TASK FORCE 1986	14
<b>2.2</b> - Modelos e Fabricantes - Sistema IEEE DC1A	29
<b>2.3</b> - Modelos e Fabricantes - Sistema IEEE AC1A	30
<b>2.4</b> - Modelos e Fabricantes - Sistema IEEE ST1A	33
<b>2.5</b> - Modelos e Fabricantes - Sistema IEEE ST2A	34
<b>3.1</b> - Parâmetros para simulação - <i>IEEE DC1A</i>	46
<b>3.2</b> - Parâmetros para simulação - <i>IEEE AC1A</i>	47
<b>3.3</b> - Parâmetros para simulação - <i>IEEE ST1A</i>	48
<b>3.4</b> - Parâmetros para simulação - <i>IEEE ST2A</i>	49
<b>3.5</b> - Taxa de amortecimento de velocidade rotórica - <i>IEEE DC1A e ST1A</i>	61
<b>4.1</b> - Valores dos tempos críticos para cada tipo de excitação	66
<b>4.2</b> - Valores das potências críticas para cada tipo de excitação, com tempo de eliminação de falta de 200 milissegundos	68
<b>4.3</b> - Taxa de amortecimento da velocidade rotórica para diferentes tempos de eliminação de falta - Modelos DC1A, AC1A, ST1A e ST2A	78
<b>4.4</b> - Taxa de amortecimento da velocidade rotórica para diferentes níveis de c.c. do sistema elétrico - Modelos DC1A, AC1A, ST1A e ST2A	84
<b>4.5</b> - Taxa de amortecimento da velocidade rotórica para diferentes níveis de X/R do sistema elétrico - Modelos DC1A, AC1A, ST1A e ST2A	91
<b>4.6</b> - Componentes e relação de custo - configurações IEEE DC1A, AC1A, ST1A e ST2A	100
<b>4.7</b> - Composição do custo para as configurações IEEE DC1A, AC1A, ST1A e ST2A	102
<b>B.1</b> - Representação dos dados para máquina síncrona	139
<b>B.2</b> - Representação dos dados para sistema elétrico	140
<b>B.3</b> - Representação dos dados para carga estática	141
<b>B.4</b> - Representação dos dados para carga dinâmica leve e pesada	142
<b>B.5</b> - Representação dos dados para Modelo de Turbina a Vapor	144
<b>B.6</b> - Representação dos dados para Modelo de Motor Diesel	145
<b>B.7</b> - Representação dos dados para Modelo do Transformador Elevador	146



# CAPÍTULO 01

## INTRODUÇÃO

### 1.1 - INTRODUÇÃO

Tradicionalmente, nos sistemas de energia elétrica (SEE) a energia é gerada por grandes unidades geradoras as quais são conectadas aos sistemas de transmissão e subtransmissão por meio de subestações elevadoras de tensão. Os sistemas de transmissão e subtransmissão, por sua vez, são conectados a subestações abaixadoras de tensão e aos transformadores abaixadores da distribuição, levando a energia aos consumidores finais. Assim, uma característica marcante dos SEE tradicionais é que os consumidores estão distantes das unidades geradoras. Porém, nos últimos anos vêm crescendo a tendência de se conectar unidades geradoras de menor porte diretamente nas redes de distribuição de energia, mais perto dos consumidores finais, dando origem ao conceito de geração distribuída ou dispersa.

A geração centralizada encontrada nos sistemas elétricos tradicionais não é o contraposto deste conceito: esta não é concentrada em um único ponto, nem a geração distribuída está presente em todas as unidades consumidoras de energia elétrica. Na realidade, a geração de energia elétrica, mesmo que tradicional, sempre foi distribuída geograficamente, pois, em virtude do grande porte das usinas geradoras, apenas algumas localidades geográficas possuem requisitos técnicos necessários ao suporte das usinas. É correto concluir então que a geração tradicional, sempre foi distribuída geograficamente, sendo que a literatura especializada não definiu consensualmente o que são usinas de grande porte muito menos qual é o grau de distribuição da geração em determinada região que permite qualificar se a geração é centralizada ou distribuída [28].

A análise da literatura relevante dessa área mostra que as definições existentes para a geração distribuída não são consistentes e que ainda não há uma definição geralmente aceita. Mesmo grandes e famosas organizações de caráter técnico como o CIGRÉ (The International Conference on Large High Voltage Electric Systems), CIRED (The International Conference on Electricity Distribution Networks), IEEE (Institute of Electrical and Electronic Engineers) e IEA (International Energy Agency) divergem substancialmente com relação à definição de um conceito. Todavia, em vez dessa diversidade de opiniões representar uma situação de completa falta de entendimento, ela indica a recente evolução conceitual do tema, a dificuldade de se definir uma tendência razoavelmente nova na indústria, no mercado e nos sistemas de energia elétrica [28].

Como exemplo da busca pela regulamentação deste conceito, entre 1997 e 1999 a geração distribuída foi investigada por grupos de trabalho e estudos formados pelo CIGRÉ e pelo CIRED. Como resultados destes trabalhos foram confeccionados relatórios que fornecem uma concepção mais ampla dos conceitos associados [6], [8], [18]. Segundo estes relatórios, algumas das características mais marcantes são:

- O despacho é descentralizado;
- Os geradores usualmente são conectados às redes de distribuição;
- A capacidade das unidades geradoras é menor que 100 MW.

Ainda, com diversas informações disponíveis nos órgãos competentes e literatura especializada, é possível construir uma lista de aspectos relevantes a serem discutidos para a elaboração de uma definição mais adequada e precisa do conceito. Dentre estes aspectos, destacam-se: a localização; a tecnologia; o impacto ambiental; e o aspecto técnico.

A maioria dos autores define a localização da geração distribuída no lado da rede de distribuição, alguns a incluem no lado do consumidor e alguns a incluem até mesmo nas redes de subtransmissão e transmissão. O seguinte exemplo ilustra bem este fato: Uma cidade de porte médio, que está em processo de crescimento econômico acelerado, é alimentada por uma única linha de transmissão e está localizada no final dela. Por sua vez, esta linha opera em sua capacidade máxima. Para sustentar o aumento de carga,

construiu-se uma fazenda eólica de porte médio, instalada em local ideal à tecnologia de geração e conectada diretamente à linha de transmissão. Se vigorar a idéia majoritária de que uma fonte somente é considerada como geração distribuída se estiver conectada a uma rede de distribuição, essa fazenda não faria parte desta conceituação, apesar de ser situação considerada por muitos autores como típica de geração dispersa ou distribuída.

Com relação à tecnologia de geração distribuída, considerando-se que existe diversas atualmente disponíveis e bastante diferentes entre si, a combinação com tradicionais tecnologias de geração pode se tornar bastante confusa se não conceituada de forma clara. Primeiramente, é observado que, na literatura, muitas vezes, os conceitos de fontes renováveis e de fontes alternativas de energia são confundidos, conforme [26]. Então, para diferenciar essas expressões, são apresentadas por [28] as seguintes propostas:

- Uma fonte alternativa de energia é aquela cuja utilização para a geração de energia elétrica é relativamente nova na respectiva área geográfica, não sendo, portanto, utilizada tradicionalmente com essa finalidade e, por isso, não contribuindo ou contribuindo de forma minoritária para a correspondente matriz de geração de energia elétrica;
- Uma fonte renovável de energia é aquela cuja utilização para a geração de energia elétrica consome apenas recursos renováveis, aqueles geralmente não-passíveis de esgotamento por estarem sujeitos à reposição mais rápida do que sua utilização energética ou, no mínimo, compatível com ela.

Como exemplos de fontes renováveis de energia, as seguintes tecnologias podem ser citadas: painéis fotovoltaicos, geradores eólicos, microturbinas com uso do biogás proveniente da biomassa e células de combustível com uso do biogás ou hidrogênio.

Também o aspecto ambiental merece destaque, em especial após a assinatura do *Protocolo de Kyoto*, que prega a redução nas emissões de CO<sub>2</sub> por parte dos países altamente desenvolvidos como os Estados Unidos da América e todo o Reino Unido [18]. Atualmente, como a maioria das tecnologias empregadas em geração distribuída faz uso

de fontes renováveis de energia, ela vem sendo considerada como sendo de mais baixo impacto ambiental que a geração centralizada. Entretanto, considerando os aspectos relevantes à definição do conceito, não estão sendo levados em consideração os processos de fabricação dos equipamentos utilizados na conversão de energia elétrica a partir destas fontes renováveis, os quais podem gerar impactos ambientais significativos.

A implantação da geração distribuída traz grandes oportunidades de negócios, ao mesmo tempo em que pode contribuir de modo significativo para a melhoria das condições operacionais e da confiabilidade dos sistemas elétricos. Portanto, além dos fatores apresentados anteriormente, pode-se destacar as seguintes motivações para a implantação deste tipo de geração, como:

- Maior conscientização sobre aspectos ambientais;
- A desregulamentação do setor elétrico;
- O aumento dos incentivos governamentais;
- A possibilidade de instalação rápida com a redução dos custos associados;
- Os avanços tecnológicos que propiciam a redução de custo da geração;
- A possibilidade de aumento da confiabilidade das plantas industriais.

Com relação aos aspectos técnicos, entre as principais dificuldades associadas à implantação da geração distribuída em larga escala, em curto e médio prazo, destacam-se:

- A dificuldade de avaliação destes impactos técnicos, em fatores como: mudanças do perfil de tensão da rede, mudanças dos níveis de falta e efeitos no sistema de proteção existente, estabilidade transitória e mesmo de regime permanente e por fim a avaliação das perdas no sistema elétrico;
- A falta de regulamentação adequada em muitos países.



## **1.2 - GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL**

No Brasil, o Decreto 5.163, de 30 de Julho de 2004 [3] trata da conceituação e regulamentação de aspectos técnicos ligados a geração distribuída. Segundo o decreto, considera-se geração distribuída a produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador. No caso das termelétricas, são consideradas apenas aquelas cuja eficiência energética é superior a 75%, exceto quando utilizam biomassa ou resíduos de processo como combustível. As hidrelétricas com capacidade superior a 30 MW também não são consideradas geração distribuída.

Ainda, através da Consulta Pública nº 015/2010, diversos setores enviaram contribuições acerca de questões feitas pela ANEEL com relação ao tema de geração distribuída [21]. Foram recebidas 577 contribuições de 39 entidades, como distribuidoras e geradoras de energia, consumidores, associações, pesquisadores, profissionais de engenharia e demais interessados no tema. Desta forma, esta expressiva participação permitiu mapear as principais barreiras para a instalação da geração distribuída de pequeno porte e servirão de guia para as ações da ANEEL no assunto. Como seqüência, a realização de Audiência Pública entre agosto e outubro de 2011, visou discutir uma minuta de resolução com propostas de novas regras e/ou alterações das já existentes. Como principais pontos da audiência, as distribuidoras terão até 180 dias após a publicação da resolução para elaborar ou revisar normas técnicas para tratar do acesso de minigeração e microgeração distribuída incentivada, tendo como referência os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), as normas brasileiras e, de forma complementar, as normas internacionais. Outro tema importante foi o incentivo à instalação da fonte solar fotovoltaica.

## **1.3 - OBJETIVOS**

Dentro do contexto apresentado, o objetivo deste trabalho é avaliar impactos técnicos causados por diferentes configurações de sistemas de excitação de geradores síncronos distribuídos na análise de estabilidade dinâmica na operação em paralelo com a rede de

distribuição e posteriormente em operação isolada. Serão avaliados os impactos no perfil de tensão, no nível de curto-circuito e em aspectos da proteção [8], [18]. A escolha das máquinas síncronas se justifica, pois, elas representam a maioria das máquinas encontradas em instalações no Brasil.

Os sistemas de excitação estudados são o AC1A, o ST1A, o DC1A e o ST2A. Entre estas configurações, a mais encontrada no Brasil é a AC1A, que representa sistemas com excitatriz AC e pontes retificadoras rotativas. Entretanto, este cenário vem mudando, principalmente para máquinas de maior porte, nas quais sistemas estáticos como o ST1A, onde o circuito de campo da máquina principal é alimentado diretamente por um conversor estático, vem ganhando força. Além desses sistemas, o modelo IEEE DC1A que representa sistemas de excitação com excitatriz DC e o modelo IEEE ST2A, que representa sistemas de excitação estáticos com alimentação composta (do inglês – *compound*), no qual a tensão e corrente terminal da máquina principal são aplicados em conjunto com a alimentação principal do conversor; são estudados. Esses sistemas de excitação são modelados de acordo com a Norma IEEE 421.5 de 1992 e com sua revisão realizada em 2005. A escolha destes sistemas de excitação foi baseada nos seguintes argumentos:

- A configuração IEEE DC1A ainda pode ser encontrada em funcionamento. O autor deste trabalho teve contato com este tipo de configuração em uma planta no Nordeste brasileiro em 2003 e neste ano de 2011 em uma planta localizada em Nova Iorque - EUA, sendo que ambas permanecem em funcionamento;
- A configuração mais encontrada é sem dúvida a IEEE AC1A, que representa excitatriz AC tipo *Brushless* (do inglês – sem escovas);
- Há uma crescente utilização de sistemas estáticos com a configuração IEEE ST1A, principalmente pelo desenvolvimento da eletrônica de potência, queda de preço e baixa manutenção;
- A configuração IEEE ST2A é largamente utilizada em plantas de óleo e gás.

O desempenho dos sistemas de excitação foi avaliado frente a fatores como:

- (i) A relação X/R dos sistemas de distribuição;
- (ii) O nível de curto-circuito no ponto de interconexão entre as redes de subtransmissão e de distribuição;
- (iii) O comportamento dinâmico frente a diferentes tempos de eliminação de falta;
- (iv) O tempo máximo de eliminação de uma falta, aplicada nas vizinhanças do gerador distribuído sem que haja perda da geração;
- (v) A potência ativa máxima que a máquina síncrona pode injetar no sistema, na presença de uma falta, sem perda de estabilidade;
- (vi) O comportamento da tensão terminal da máquina síncrona para diferentes cargas dinâmicas nas condições de operação em paralelo e operação isolada.

A fim de apresentar os estudos realizados, esta dissertação foi dividida da seguinte forma:

**CAPÍTULO 2:** Este capítulo apresenta os modelos dos componentes da rede de distribuição de energia elétrica utilizada neste trabalho. Os modelos da máquina síncrona, dos seus sistemas de excitação e das cargas são tratados.

**CAPÍTULO 3:** Este capítulo apresenta as metodologias de análise das simulações dinâmicas e a forma de interpretação dos resultados. São descritos os cenários de geração distribuída nas condições de operação em paralelo e operação isolada. Parâmetros como: ganhos proporcionais, constantes de tempo dos reguladores e das excitatrizes, limites e outros são abordados, assim como a metodologia utilizada para seus ajustes. Por fim, explica-se como foram realizadas as simulações e as ferramentas a serem utilizadas para análise dos resultados.

**CAPÍTULO 4:** Neste capítulo os resultados obtidos são analisados e discutidos. Considerando uma falta trifásica aplicada próxima aos terminais da máquina síncrona na condição de operação em paralelo, são obtidos os tempos máximos para eliminação desta falta para cada configuração de excitação utilizada e sem que a máquina síncrona perdesse o sincronismo. Durante as simulações para obtenção dos tempos críticos, o desempenho

dinâmico dos ângulos de carga e do desvio de velocidade rotórico foi investigado. Também a partir de uma falta trifásica aplicada próxima aos terminais da máquina, mas com tempo de eliminação fixo e característico de sistemas de distribuição no estado de São Paulo, as relações X/R e de curto circuito na interligação do sistema de distribuição com o sistema de subtransmissão foram sendo modificadas através de simulações sucessivas. Com isso obteve-se o desempenho dinâmico dos ângulos de carga e do desvio de velocidade rotórico com seus índices de amortecimento. A máxima potência ativa a ser injetada na rede também foi obtida. Por fim, o perfil da tensão terminal frente à variação repentina de carregamento leve e pesado nas condições de operação em paralelo e operação isolada; foi investigada.

**CAPÍTULO 5:** Neste capítulo, os resultados e análises realizadas no Capítulo 4 são resumidos. De forma a complementar toda a análise técnica feita, uma avaliação do custo atual de cada sistema é realizada e algumas sugestões para futuros estudos são apresentadas. Artigo apresentado em Congresso IEEE na Europa é citado também.

**APÊNDICE A:** Contém os blocos fundamentais que compõem os modelos dos sistemas de excitação IEEE DC1A, AC1A, ST1A e ST2A criados em ambiente MATHLAB / Simulink. Contem ainda os blocos que permitem modelar os componentes do sistema elétrico de distribuição utilizado nas simulações.

**APÊNDICE B:** Apresenta os parâmetros da rede, entre eles: os dados da máquina síncrona, do sistema elétrico, da carga estática, da carga dinâmica (máquina assíncrona), da turbina a vapor, do motor diesel e do transformador elevador. Apresenta ainda o modelamento detalhado da máquina síncrona e o efeito da saturação da excitatriz considerado nos modelos IEEE DC1A, AC1A e ST2A.

## CAPÍTULO 02

# MODELAGEM E ANÁLISE DINÂMICA DO SISTEMA EMPREGADO

Neste capítulo são apresentados os modelos dos principais componentes da rede de distribuição de energia elétrica utilizada neste trabalho. Os modelos da máquina síncrona, dos seus sistemas de excitações e das cargas são tratados. A fim de complementar o conteúdo deste capítulo, os Apêndices A e B contém alguns blocos empregados na modelagem dos sistemas de excitação, assim como parâmetros típicos que foram utilizados nas simulações dos demais componentes.

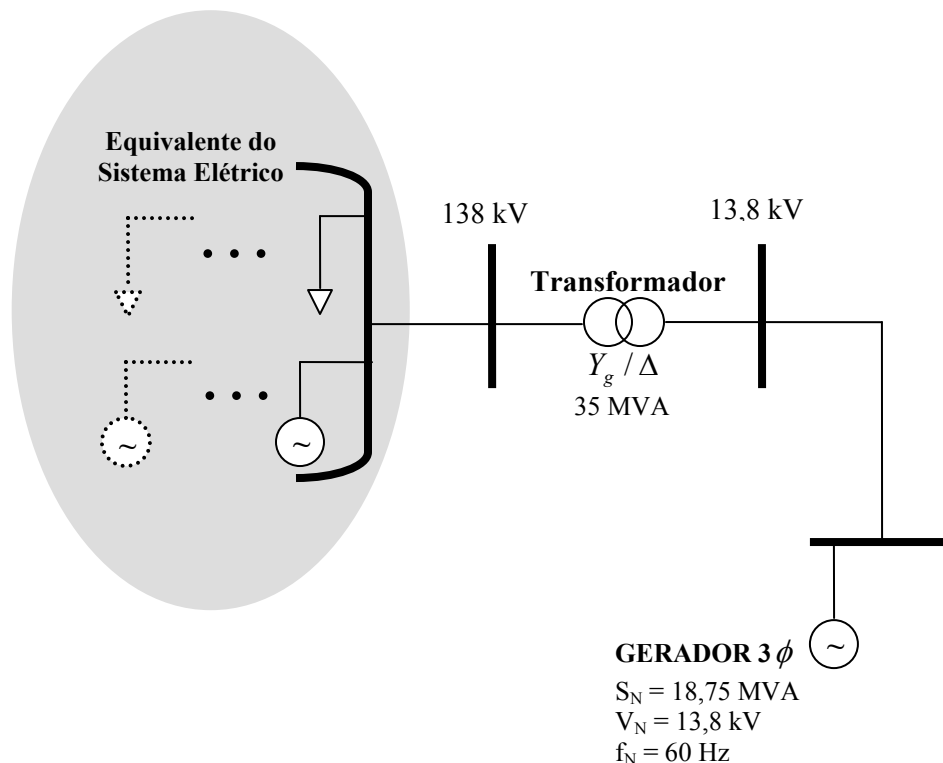
### 2.1- FERRAMENTA DE SIMULAÇÃO

A análise de transitórios eletromagnéticos em sistemas de energia elétrica através de simulação digital vem sendo investigada desde a década de 60. Durante este período, várias metodologias de modelagem e solução das equações das redes elétricas têm sido propostas [10]. Estas metodologias podem ser baseadas em análise nodal, análise nodal modificada ou análise por variáveis de estado. Atualmente, dois importantes representantes da classe de programas baseados em análise nodal são o ATP (*Alternative Transients Program*) e o EMTDC (*Eletromagnetic Transients for DC*). Na classe de programas que emprega a análise nodal modificada, destaca-se o SPICE (*Simulation Program with Integrated Circuit Emphasys*) [10]. Na classe de programa que utilizam a representação por variáveis de estado destaca-se o *Sympowersystems*, que é utilizado em conjunto com o Matlab/Simulink.

Em razão da grande aceitação do MATHLAB / Simulink no meio acadêmico e da facilidade em se modelar os principais componentes da rede, neste trabalho optou-se pelo uso do *Sympowersystems* com ferramenta de simulação.

## 2.2 - SISTEMA ELÉTRICO UTILIZADO

O sistema elétrico empregado para o estudo do desempenho dos diversos tipos de sistemas de excitação da máquina síncrona é apresentado na Figura 2.1. A configuração escolhida é hipotética, porém, baseada em plantas reais [1]. Os dados do gerador síncrono e dos outros componentes da rede foram obtidos com fabricante de máquinas e com concessionária, respectivamente.



**Figura 2.1** - Planta utilizada nas simulações.

Na Figura 2.1, a rede de distribuição é conectada ao sistema elétrico equivalente por uma subestação de 138 kV, cuja potência de curto-circuito para o caso base é de 3.500 MVA. Para a modelagem do equivalente do sistema foi utilizada a biblioteca *THREE-PHASE SOURCE* (do inglês - Fonte Trifásica) do *Sympowersystems*. Esta biblioteca representa uma fonte trifásica balanceada com impedância interna RL e é composta por três fontes monofásicas conectadas em Y com o neutro aterrado internamente. Esta impedância interna também representa um equivalente de carga estática de impedância constante e foi

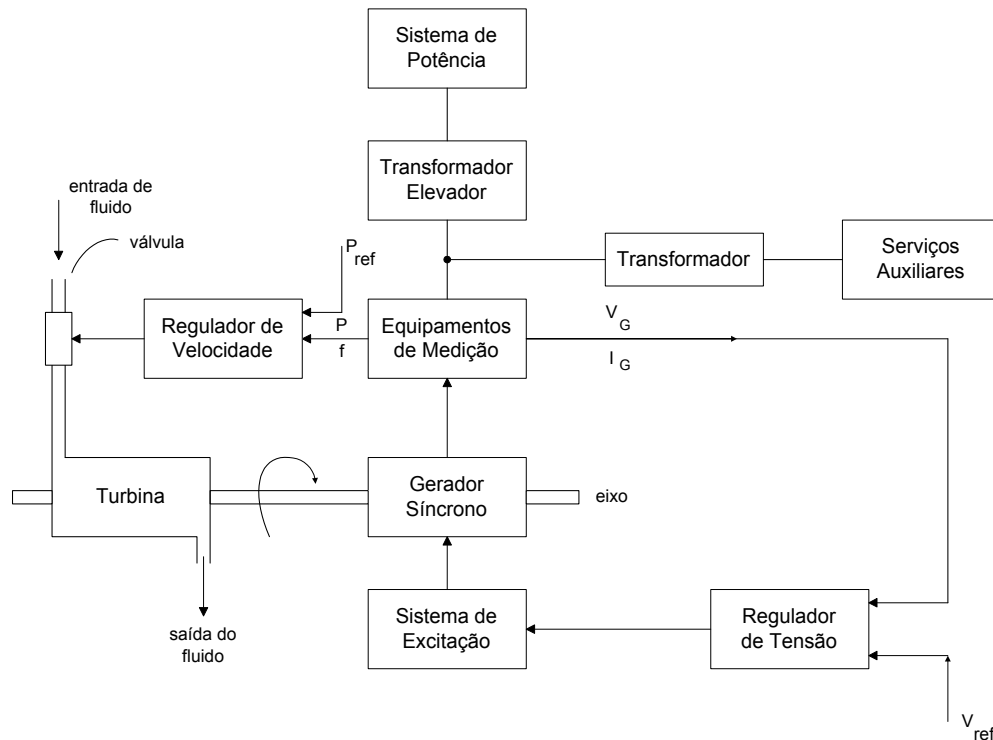
considerada como tal durante as simulações dinâmicas realizadas com a máquina síncrona conectada ao equivalente do sistema elétrico. Ainda, a impedância interna da fonte pode ser representada diretamente, especificando-se uma resistência e indutância ou indiretamente especificando-se o nível de curto-circuito e a relação  $X/R$ .

### 2.3 - MODELAGEM DO GERADOR SÍNCRONO

O diagrama esquemático simplificado de um gerador e de seus principais componentes é apresentado na Figura 2.2. O gerador síncrono pode ser acionado por uma turbina ou um motor diesel. A turbina tem a velocidade de rotação e a potência entregue ao eixo do gerador, controladas por um regulador de velocidade que atua nas válvulas de admissão de gás, vapor ou diesel, conforme o tipo de fonte primária considerada.

Na realização deste trabalho, uma turbina a vapor foi considerada como máquina primária na situação em que o gerador síncrono se encontrava operando em paralelo com a rede elétrica. Trata-se de um modelo tandem-compound, na qual as seções de pressão de vapor se encontram em um único eixo, com a máquina síncrona conectada neste mesmo eixo [20]. Somente dois estágios foram considerados, correspondendo à modelo de turbina largamente utilizado em indústrias sucroalcooleiras, papel/celulose e químico-petroquímica. Demais estágios podem ser considerados levando-se em consideração a capacidade de geração (potência) a ser investigada. Já na situação de operação isolada da rede elétrica, um modelo de motor diesel foi utilizado, com o objetivo de demonstrar sistemas que podem ser alocados como máquinas primárias em casos de emergência.

A energia elétrica produzida pelo gerador síncrono é transmitida ao sistema de potência por meio de transformadores elevadores. Na figura observa-se a existência de um sistema de excitação e de um regulador de tensão. A atuação destes dispositivos tem a finalidade de alimentar o enrolamento de campo do gerador, produzir o fluxo magnético dentro da máquina, controlar a sua tensão terminal, controlar a potência reativa gerada e auxiliar na estabilidade da máquina e do sistema de potência. A figura mostra ainda um transformador utilizado para a alimentação de serviços auxiliares e sistemas de controle.



**Figura 2.2** – Diagrama esquemático da unidade geradora

Os geradores síncronos são compostos por duas partes magnéticas principais: o estator e o rotor. No estator (também chamado de armadura) são dispostos enrolamentos que conectam a máquina ao sistema elétrico de potência. No rotor são encontrados dois tipos de enrolamentos: o enrolamento de campo, que é responsável pela excitação da máquina e, conseqüentemente, pela produção do fluxo magnético de excitação, e os enrolamentos amortecedores, que têm papel importante no amortecimento das oscilações mecânicas e na qualidade do sinal de tensão obtido no estator.

No enrolamento de campo da máquina circula uma corrente contínua, suprida pelo sistema de excitação. A ação desta corrente contínua juntamente com o movimento do rotor, que é acionado por uma máquina primária (turbina, por exemplo), produz uma tensão induzida no estator e, caso a máquina esteja ligada ao sistema de energia, irá circular uma corrente alternada pelos enrolamentos do estator. Esta corrente alternada produz um fluxo de reação no próprio estator que tende a se opor ao fluxo magnético de excitação. A composição dos dois fluxos dá origem a um fluxo resultante, que é



estacionário com relação ao rotor, mas que gira com velocidade síncrona com relação ao estator.

A ação dos enrolamentos amortecedores só pode ser observada quando a velocidade do rotor é diferente da velocidade síncrona. Nesta condição, haverá corrente induzida nos enrolamentos amortecedores. A corrente induzida cria um fluxo magnético que se opõe as variações do fluxo resultante, ajudando no restabelecimento do sincronismo e no amortecimento das oscilações do rotor.

## 2.4 - REPRESENTAÇÃO DOS GERADORES SÍNCRONOS

O desenvolvimento de modelos matemáticos adequados das máquinas síncronas (geradores e motores) é de fundamental importância para a análise dinâmica de um sistema elétrico de potência. Com este objetivo são apresentadas, no Apêndice B deste trabalho, as equações básicas da máquina síncrona. Para tanto, admite-se que a máquina possua três enrolamentos no estator (correspondentes às fases a, b e c), um enrolamento de campo e dois enrolamentos amortecedores [20].

## 2.5 - MODELOS DA MÁQUINA SÍNCRONA

Através das equações básicas é possível desenvolver diversos modelos matemáticos para a máquina síncrona. Maiores detalhes sobre o comportamento, operação e modelagem das máquinas síncronas podem ser obtidos nas referências [2], [9], [16] e [20]. Segundo a referência [16], os seguintes modelos se destacam:

- Modelo E'q (IEEE 1.0);
- Modelo clássico (IEEE 0.0);
- Modelo de dois eixos (IEEE 1.1);
- Modelo E'' (IEEE 2.1).

Dependendo do grau de detalhe considerado, o número de enrolamentos do rotor pode variar entre um e seis. Isto faz com que o número de equações de estado e,

conseqüentemente, de variáveis de estado, também varie entre um e seis. Como as oscilações mecânicas do rotor são expressas por duas equações de estado, a máquina síncrona pura, ou seja, sem a consideração de elementos controladores como os reguladores de tensão e de velocidade, pode ter o seu comportamento dinâmico definido com base em modelos de terceira até oitava ordem.

A Tabela 2.1, extraída da referência [16], apresenta o número de enrolamentos para cada um dos modelos propostos pelo IEEE. O primeiro número que identifica os modelos se refere à quantidade de enrolamentos do rotor localizados no eixo direto (enrolamento de campo mais enrolamentos amortecedores de eixo direto), enquanto o segundo número indica a quantidade de enrolamentos do rotor situada no eixo em quadratura (enrolamentos amortecedores de eixo em quadratura).

Modelos do IEEE	Nº enrolamentos de campo (no eixo direto)	Nº enrolamentos amortecedores de eixo direto	Nº enrolamentos amortecedores de eixo em quadratura
(0.0)	0	0	0
(1.0)	1	0	0
(1.1)	1	0	1
(2.1)	1	1	1
(2.2)	1	1	2
(3.2)	1	2	2
(3.3)	1	2	3

**TABELA 2.1** - Modelos padronizados pelo IEEE - TASK FORCE 1986

Na biblioteca do *Sympowersystems* é possível encontrar três modelos diferentes de máquinas síncronas: Modelo Fundamental em p.u, Modelo Fundamental com parâmetros de entrada no sistema internacional e o Modelo Standard em p.u. O modelo adotado neste trabalho foi o Modelo Standard chamado de *SYNCHRONOUS MACHINE* (do inglês -

Máquina Síncrona) correspondente ao modelo IEEE 2.2 na Tabela 2.1, com os parâmetros em representação p.u., devido ao formato dos dados reais da máquina obtidos com fabricante. O modelo é mostrado na Figura 2.3. Os parâmetros de configuração do modelo da máquina se encontram no Apêndice B deste trabalho.

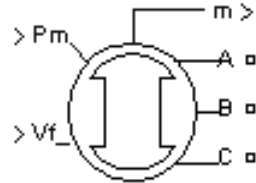


Figura 2.3 - Equivalente da máquina síncrona

A parte elétrica do modelo adotado foi representada por um sistema de variáveis de estado de sexta-ordem e a parte mecânica foi representada por um sistema de segunda-ordem. O circuito equivalente é representado através da transformação d-q-0, considerando o rotor como referência. A Figura 2.4 mostra a parte elétrica do modelo adotado.

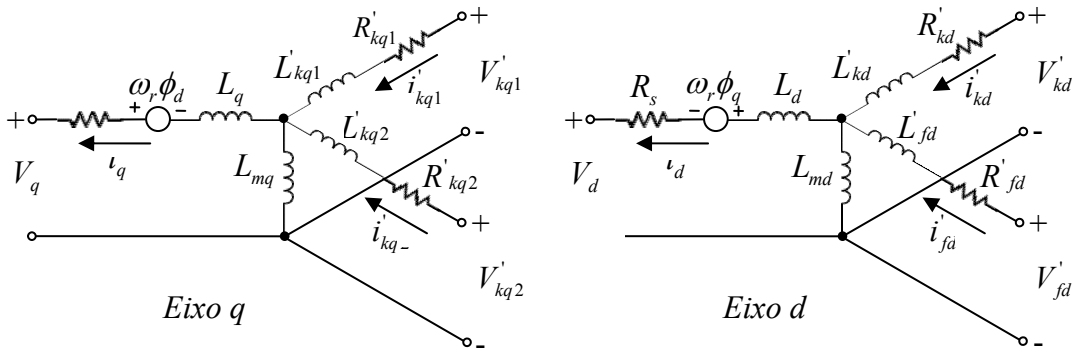


Figura 2.4 - Eixos d e q - Sympowersystems

As equações correspondentes a este modelo são:

$$v_d = -R_s \cdot i_d + \frac{d\Phi_d}{dt} - \omega_r \cdot \Phi_q \quad (2.1)$$

$$v_q = -R_s \cdot i_q + \frac{d\Phi_q}{dt} + \omega_r \cdot \Phi_d \quad (2.2)$$

$$v'_{Fd} = R'_{Fd} \cdot i'_{Fd} + \frac{d\Phi'_{Fd}}{dt} \quad (2.3)$$

$$v'_{kd} = R'_{kd} \cdot i'_{kd} + \frac{d\Phi'_{kd}}{dt} \quad (2.4)$$

$$v'_{kq1} = R'_{kq1} \cdot i'_{kq1} + \frac{d\Phi'_{kq1}}{dt} \quad (2.5)$$

$$v'_{kq2} = R'_{kq2} \cdot i'_{kq2} + \frac{d\Phi'_{kq2}}{dt} \quad (2.6)$$

$$\Phi_d = -L_d \cdot i_d + L_{md} \cdot i'_{Fd} + L_{md} \cdot i'_{kd} \quad (2.7)$$

$$\Phi_q = -L_q \cdot i_q + L_{mq} \cdot i'_{kq} \quad (2.8)$$

$$\Phi'_{fd} = L'_{fd} \cdot i'_{fd} + L_{md} \cdot i_d + L_{md} \cdot i'_{kd} \quad (2.9)$$

$$\Phi'_{kd} = L'_{kd} \cdot i'_{kd} + L_{md} \cdot i_d + L_{md} \cdot i'_{fd} \quad (2.10)$$

$$\Phi'_{kq1} = L'_{kq1} \cdot i'_{kq1} + L_{mq} \cdot i_q \quad (2.11)$$

$$\Phi'_{kq2} = L'_{kq2} \cdot i'_{kq2} + L_{mq} \cdot i_q \quad (2.12)$$

onde:

$V_d, i_d$	=	Tensão / corrente de eixo $d$ (pu)
$V_q, i_q$	=	Tensão / corrente de eixo $q$ (pu)
$V'_{Fd}, i'_{Fd}$	=	Tensão / corrente do rotor (pu)
$V'_{kd}, i'_{kd}$	=	Tensão / corrente - enrolamento amortecedor de eixo $d$ (pu)
$V'_{kq1}, i'_{kq1}$	=	Tensão / corrente - 1º enrolamento amortecedor de eixo $q$ (pu)
$V'_{kq2}, i'_{kq2}$	=	Tensão / corrente - 2º enrolamento amortecedor de eixo $q$ (pu)
$R_s$	=	Resistência do estator (pu)
$R'_{Fd}$	=	Resistência do rotor (pu)
$R'_{kd}$	=	Resistência do enrolamento amortecedor de eixo $d$ (pu)
$R'_{kq1}$	=	Resistência do 1º enrolamento amortecedor de eixo $q$ (pu)
$R'_{kq2}$	=	Resistência do 2º enrolamento amortecedor de eixo $q$ (pu)
$L_d$	=	Indutância de eixo $d$ (pu)
$L_q$	=	Indutância de eixo $q$ (pu)
$L_{md}$	=	Indutância mútua de eixo $d$ (pu)
$L_{mq}$	=	Indutância mútua de eixo $q$ (pu)
$L'_{fd}$	=	Indutância do rotor (pu)
$L'_{kd}$	=	Indutância do enrolamento amortecedor de eixo $d$ (pu)
$L'_{kq1}$	=	Indutância do 1º enrolamento amortecedor de eixo $q$ (pu)
$L'_{kq2}$	=	Indutância do 2º enrolamento amortecedor de eixo $q$ (pu)
$\Phi_d$	=	Fluxo estatórico de eixo $d$ (pu)
$\Phi_q$	=	Fluxo estatórico de eixo $q$ (pu)
$\Phi'_{fd}$	=	Fluxo rotórico de eixo $d$ (pu)

- $\Phi'_{kd}$  = Fluxo rotórico de enrolamento amortecedor de eixo  $d$  (pu)
- $\Phi'_{kq1}$  = Fluxo rotórico do 1º enrolamento amortecedor de eixo  $q$  (pu)
- $\Phi'_{kq2}$  = Fluxo rotórico do 2º enrolamento amortecedor de eixo  $q$  (pu)

Uma representação da parte mecânica do modelo pode ser vista na Figura 2.5. Neste modelo o coeficiente  $K_d$  representa o efeito do amortecimento natural encontrado em máquinas síncronas.

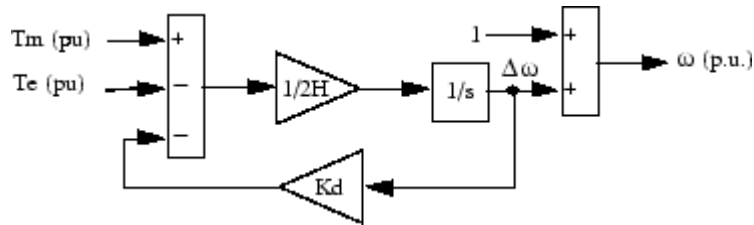


Figura 2.5 - Componente Mecânica do modelo da máquina síncrona - *Sympowersystems*

Considerando o gerador conectado a um barramento infinito, a variação do ângulo  $\delta$  a partir de uma mudança na potência mecânica ( $P_m$ ), causada por uma perturbação, o comportamento mecânico pode ser aproximado por uma equação de segunda-ordem, conforme:

$$\delta / P_m = (\omega_s / 2H) / (s^2 + 2\zeta\omega_n + \omega_n^2) \quad (2.13)$$

onde:

- $\delta$  = Ângulo da Tensão interna da máquina síncrona;
- $P_m$  = Potência Mecânica;
- $\omega_s$  = Freqüência das oscilações eletromecânicas;
- $\omega_n$  = Freqüência Nominal;
- $\zeta$  = Coeficiente de amortecimento;

---

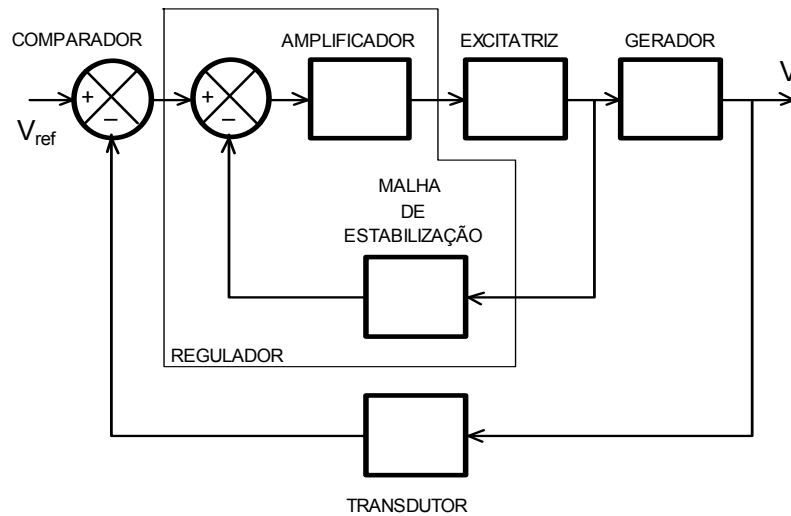
$H$	=	Constante de Inércia;
$k_d$	=	Fator de amortecimento.

## 2.6 - MALHA DE CONTROLE DE TENSÃO E POTÊNCIA REATIVA

Na Figura 2.2 observa-se uma malha contendo o sistema de excitação e o regulador de tensão alimentando o campo do gerador e sendo alimentada por tensões e correntes obtidas nos terminais da máquina. Esta malha é conhecida como malha de controle de tensão e de potência reativa [14], [15], [20].

A Figura 2.6 apresenta um esquema típico desta malha, contendo um sistema de excitação com regulador de tensão. Neste esquema, a tensão terminal do gerador após passar por um processo de medição e retificação é comparada com uma tensão de referência gerando um sinal de erro que alimenta os amplificadores do regulador de tensão. Um sistema de excitação com regulador de tensão é composto pelos seguintes blocos funcionais:

- **Excitatriz:** gerador de corrente alternada ou contínua que fornece a potência ao enrolamento de campo da máquina síncrona, quando classificados como rotativos;
- **Amplificadores:** amplificam os sinais de controle;
- **Malha de Estabilização:** auxilia na estabilização do controle, podendo ser disposta em cascata ou em realimentação;
- **Transdutor para tensão terminal:** atua como sensores da tensão terminal da máquina síncrona;
- **PSS (Estabilizador do sistema):** injeta sinais que amortecem as oscilações dos sistemas de potência;
- **Limitadores e circuitos de proteção.**



**Figura 2.6** – Sistema de excitação com regulador de tensão.

Os amplificadores, a malha de estabilização, seus respectivos limitadores e circuitos de proteção, compõem o regulador de tensão. Detalhes sobre o comportamento, a operação e a modelagem dos sistemas de excitação e de regulação de tensão (AVR) podem ser obtidos nas referências [14], [15] e [20].

## 2.7 - SISTEMAS DE EXCITAÇÃO

Existem vários tipos de sistemas de excitação com diversidade no número de componentes e no princípio de funcionamento. Em geral, estes sistemas podem ser classificados em: sistemas de excitação rotativos e sistemas de excitação estáticos. Os sistemas rotativos mais comuns utilizam geradores de corrente contínua ou máquinas de corrente alternada com retificadores em sua saída. Já os sistemas de excitação estáticos utilizam tiristores estáticos controlados, o que dispensa as unidades rotativas.

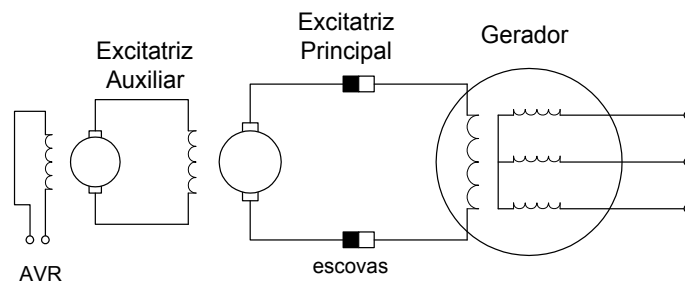


## 2.7.1 - SISTEMAS DE EXCITAÇÃO ROTATIVOS

Nesses sistemas a corrente contínua do enrolamento de campo é suprida por um gerador de corrente contínua ou por uma máquina de corrente alternada com retificadores. As configurações disponíveis são apresentadas a seguir.

### 2.7.1.1 - COM GERADOR DE CORRENTE CONTÍNUA

Este sistema utiliza geradores de corrente contínua como fonte de alimentação do campo da máquina síncrona, conforme ilustra a Figura 2.7. A conexão é realizada através de anéis coletores e escovas, sendo que o gerador de corrente contínua pode ser dos tipos auto-excitado (máquinas de pequeno porte) ou com excitação independente (máquinas de grande porte).



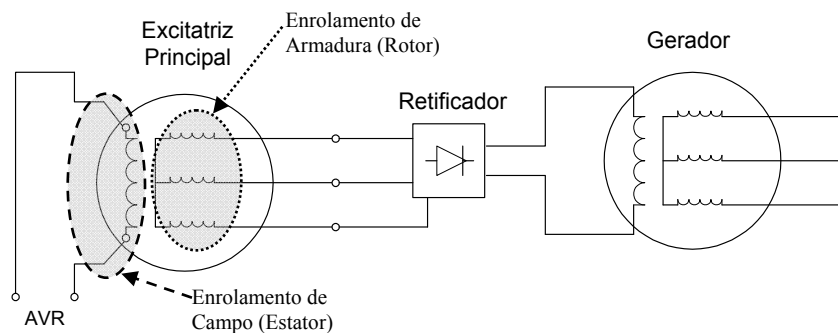
**Figura 2.7** - Sistema de excitação rotativo com gerador de corrente contínua.

Como a potência nominal dos geradores de corrente contínua é relativamente pequena, a aplicação em unidades geradoras maiores exige a utilização de sistemas em cascata formados por uma excitatriz auxiliar e por uma excitatriz principal, mostradas na Figura 2.7. Esta última é a responsável pela excitação do campo do gerador síncrono.

Problemas de comutação limitam a aplicação deste tipo de configuração em geradores de porte mais elevado. A aplicação de cascata de geradores de corrente contínua deteriora a característica dinâmica da unidade geradora, devido à elevação da constante de tempo associada ao sistema de excitação.

### 2.7.1.2 - COM GERADOR DE CORRENTE ALTERNADA E RETIFICADOR

Esta configuração utiliza um gerador de corrente alternada, chamado de excitatriz principal, como fonte de alimentação do enrolamento de campo do gerador síncrono. O enrolamento de campo desta excitatriz é alimentado com corrente contínua e está localizado no estator, enquanto que o enrolamento da armadura, de corrente alternada, está disposto no rotor. A corrente alternada produzida neste enrolamento é retificada através de um retificador composto por diodos montados diretamente sobre o rotor, alimentando o enrolamento de campo do gerador principal sem a necessidade de anéis e escovas. Este tipo de sistema de excitação é também conhecido como *Brushless* (do inglês - *sem escovas*). A Figura 2.8 ilustra esta configuração.



**Figura 2.8** - Sistema de excitação rotativo com alternador

A utilização deste retificador elimina o uso de anéis e escovas, no entanto, a corrente do enrolamento de campo do gerador principal só pode ser controlada indiretamente, através do controle de campo da máquina AC. Isto introduz uma constante de tempo que em média, está na ordem de 0,5 a 1,0 segundo no sistema de controle da excitação.

### 2.7.2 - SISTEMAS DE EXCITAÇÃO ESTÁTICOS

Nestes tipos de sistemas de excitação todos os componentes principais são estáticos. A alimentação do campo do gerador síncrono é realizada diretamente por retificadores

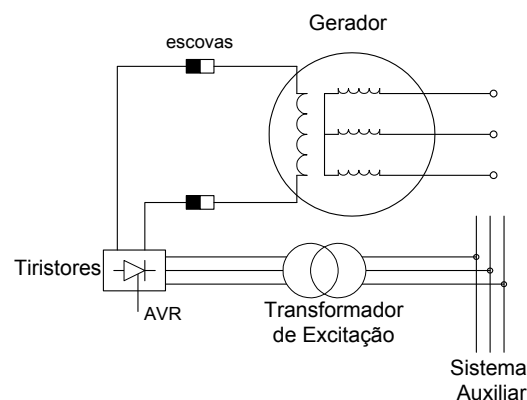
estáticos controlados, alimentados pelos terminais do gerador ou pelo barramento auxiliar da usina. Estes sistemas podem ser classificados nas seguintes categorias:

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

Em todos esses tipos são utilizados anéis coletores para a alimentação do campo do gerador através dos retificadores estáticos. Embora esta seja uma desvantagem, ela torna-se irrelevante quando são considerados os tempos extremamente rápidos de resposta dos sistemas de controle nestas configurações.

### 2.7.2.1 - SISTEMA ALIMENTADO POR BARRAMENTO AUXILIAR

Neste tipo de configuração a alimentação do enrolamento de campo do gerador é realizada a partir do barramento auxiliar da usina, sendo a corrente contínua obtida por meio de tiristores estáticos controlados, conforme ilustra a Figura 2.9.

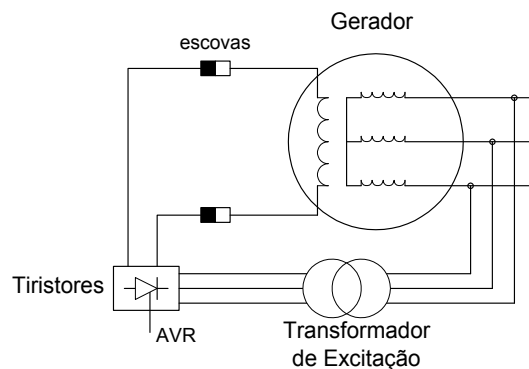


**Figura 2.9** – Sistema de excitação estático alimentado por barramento auxiliar

### 2.7.2.2 - SISTEMA ALIMENTADO PELOS TERMINAIS DO GERADOR

Nesta configuração a alimentação do enrolamento de campo do gerador é feita a partir de um transformador conectado aos terminais do próprio gerador. Tiristores estáticos controlados permitem obter a corrente contínua de excitação necessária. A Figura 2.10 ilustra esta condição.

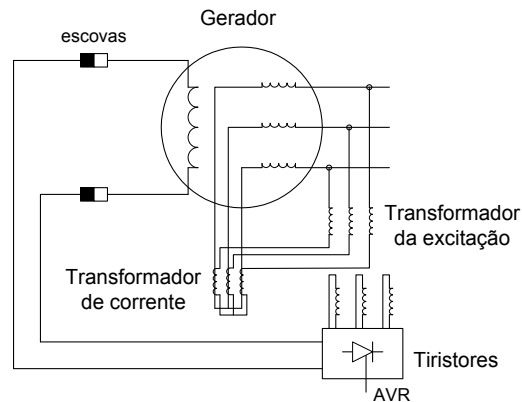
Uma configuração similar é obtida utilizando um transformador auxiliar (transformador de excitação) alimentando uma excitatriz rotativa, conforme discutido na seção 2.7.1.2. Nesta configuração, apesar do atraso de tempo devido à presença da excitatriz rotativa, o preço do regulador instalado diminui, pois a tensão e a corrente de campo requerida serão menores.



**Figura 2.10** – Sistema de excitação estático alimentado pelos terminais do gerador

### 2.7.2.3 - SISTEMA ALIMENTADO PELA CORRENTE E TENSÃO DO GERADOR

Nesta configuração a alimentação do enrolamento de campo do gerador se dá através de tiristores estáticos controlados, alimentados simultaneamente pelo transformador de excitação e pelas correntes e tensões terminais do gerador, através do transformador de corrente, chamado de transformador *compound* (do inglês - *composto*), conforme a Figura 2.11. Outra configuração encontrada é formada por uma excitatriz rotativa alimentada simultaneamente por um transformador de excitação e pelo transformador de corrente. Esta excitatriz rotativa será responsável pela alimentação do campo do gerador principal.



**Figura 2.11** – Sistema de excitação estático com alimentação composta.

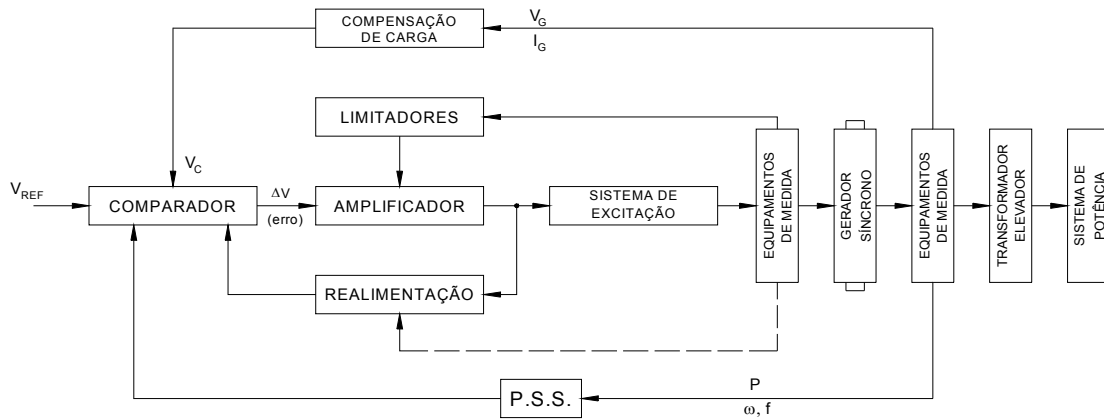
Uma vantagem dessa configuração é que em caso de um curto-circuito próximo aos terminais do gerador, o transformador *compound* atua no sentido de não haver perda significativa de excitação devido à queda da tensão terminal do gerador, pois também existe uma alimentação pela corrente do gerador vinda deste que cresce durante o curto-circuito.

## 2.8 - REGULADORES AUTOMÁTICOS DE TENSÃO - AVR

Os reguladores automáticos de tensão (AVR) têm como função controlar a tensão terminal dos geradores. Sua ação é desenvolvida através de variações na corrente de campo suprida pelo sistema de excitação. Um diagrama simplificado de um AVR é apresentado na Figura 2.12.

Os reguladores de tensão possuem sensores que medem a tensão terminal do gerador ( $V_G$  ou  $V_T$ ), a corrente de carga ( $I_G$  ou  $I_T$ ), a potência elétrica ( $P$ ) e a frequência do gerador ( $f$ ). A tensão terminal do gerador é compensada pela corrente de carga dando origem a tensão compensada ( $V_c$ ) que é comparada com uma tensão de referência ( $V_{REF}$ ). O sinal de erro resultante ( $\Delta V$ ) é amplificado e utilizado para promover variações na saída do sistema de excitação, alterando a corrente de campo do gerador e, conseqüentemente, a sua tensão

terminal. Portanto, o regulador de tensão, o sistema de excitação e o gerador, estabelecem um sistema de controle em malha fechada, com realimentação negativa.

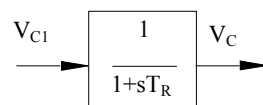


**Figura 2.12** - Representação simplificada do regulador automático de tensão.

O bloco de compensação de carga da Figura 2.13 é responsável por compensar as diferenças existentes entre as tensões medidas e as tensões controladas, além de dividir o carregamento e a atuação nas diversas máquinas no caso de estudos multi - máquinas. Como exemplo de aplicação desse bloco, pode-se citar a condição em que a tensão é medida nos terminais do gerador e é controlada no lado de alta tensão do transformador elevador. Para efetuar esta compensação a seguinte função é utilizada:

$$V_{C1} = \left| \bar{V}_G + (R_C + j.X_C). \bar{I}_G \right| \quad (2.14)$$

E ainda um filtro de primeira ordem pode ser usado para  $V_C$  como representado na Figura 2.13:



**Figura 2.13** - Representação de um filtro de primeira Ordem para  $V_C$

onde:

$$\begin{aligned} T_R &= \text{Constante de tempo - filtro de primeira ordem;} \\ V_C &= \text{tensão compensada;} \\ R_C + j.X_C &= \text{impedância de compensação.} \end{aligned}$$

Os reguladores automáticos de tensão podem conter diversos limitadores. Estes limitadores têm a função de proteger os reguladores, o sistema de excitação e o gerador contra níveis de tensões e correntes inadequados. Os limitadores atuam fazendo com que os sinais dos reguladores permaneçam dentro de faixas pré-estabelecidas na fase de projeto e operação. Neste trabalho, apenas os limitadores de atuação do regulador de tensão e limitadores rápidos de corrente de campo foram considerados. Outros limitadores foram descartados, pois a sua atuação poderia modificar os resultados e dificultar a análise dos dispositivos investigados.

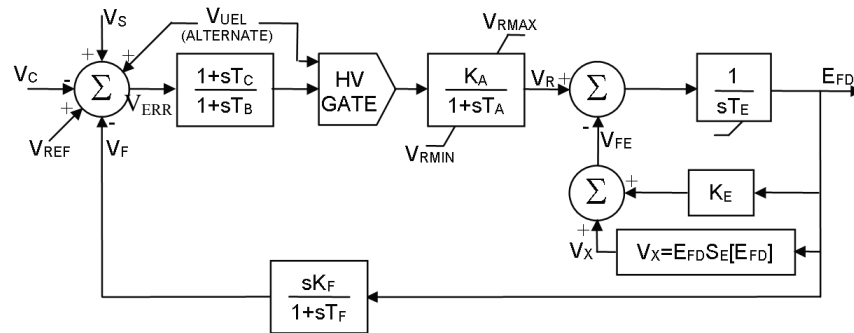
## 2.9 - MODELOS DOS SISTEMAS DE EXCITAÇÃO E DOS REGULADORES DE TENSÃO

Nas referências [14], [15], [16] e [17] são definidos pelo IEEE os modelos básicos de sistemas de excitação e dos reguladores de tensão mais utilizados nos estudos de sistemas elétricos de potência. Nesta seção serão apresentados os quatro modelos adotados neste trabalho. Além disso, serão citados os principais fabricantes e seus sistemas de excitação comerciais, que podem ser representados pelos modelos padronizados pelo IEEE. Os modelos apresentados correspondem aos seguintes sistemas de excitação:

- Rotativo com máquina DC (modelo IEEE Tipo DC1);
- Rotativo com máquina AC, “brushless” (modelos IEEE Tipo AC1);
- Estático com alimentação simples (modelo IEEE Tipo ST1);
- Estático com alimentação composta (modelo IEEE Tipo ST2).

### 2.9.1 - MODELO IEEE DC1A

O modelo IEEE DC1A representa o sistema de excitação rotativo com gerador de corrente contínua e regulador de tensão de ação contínua. Este tipo de configuração foi ilustrado na Figura 2.7 e o seu modelo é apresentado na Figura 2.14.



**Figura 2.14** - Diagrama de blocos do Modelo IEEE DC1A

Na Figura 2.14 observa-se que o sinal de erro ( $V_{ERR} = V_{REF} - V_C$ ) é adicionado a um sinal estabilizante ( $V_S$ ) e subtraído do sinal ( $V_F$ ) da malha de estabilização. O sinal resultante passa por um filtro *lead-lag* (do inglês filtro de *avanço - atraso*) e entra no regulador de tensão. A ação do regulador é limitada por meio de  $V_{RMAX}$  e  $V_{RMIN}$ , proporcionais ao limite nominal da excitatriz auxiliar, mostrada na seção 2.7.1.1 deste capítulo. O sinal de saída do regulador de tensão ( $V_R$ ) atua na excitatriz principal, representada no modelo pelas constantes  $K_E$  e  $T_E$  juntamente com a função de saturação desta,  $S_E [E_{FD}]$  (a qual pode ser vista no Apêndice B deste trabalho). A partir desta atuação, o novo valor de tensão do campo principal da máquina síncrona  $E_{FD}$  é obtido. Caso haja necessidade de representação do limitador de subexcitação ( $V_{UEL}$ ), este pode ser adicionado como somador antes do bloco avanço-atraso, ou também através de um controle superimposto - HV GATE - antes do regulador, dependendo do fabricante.

De acordo com a referência [15], os principais fabricantes e seus produtos são mostrados na Tabela 2.2.



MODELO	FABRICANTE
Regulex	ALLIS CHALMERS Corp.
Amplidyne	GE Co.
GDA	
Mag-A-Stat	ABB Inc.
Rototrol	
Silverstat	

TABELA 2.2 – Modelos e Fabricantes – Sistema IEEE DC1A

### 2.9.2 - MODELO IEEE AC1A

O modelo IEEE AC1A representa o sistema de excitação rotativo com excitatriz AC e retificadores rotativos não-controlados (sistema com excitatriz *Brushless*). A ação do regulador de tensão é exercida diretamente no enrolamento de campo desta excitatriz AC. Este tipo de configuração foi ilustrado na Figura 2.8 e o modelo do digrama de blocos correspondente é apresentado na Figura 2.15.

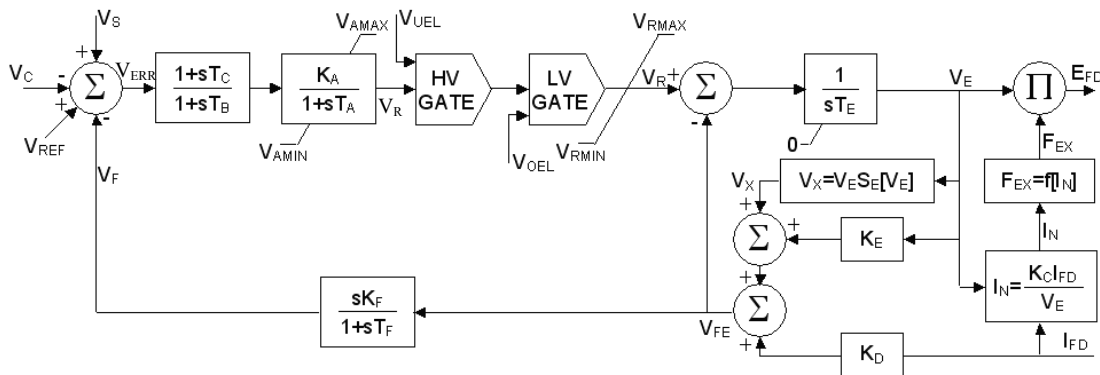


Figura 2.15 – Diagrama de blocos do Modelo IEEE AC1A

O sinal de erro  $V_{ERR}$  ( $V_{ERR} = V_{REF} - V_C$ ) adicionado ao sinal estabilizante  $V_S$  e subtraído da realimentação  $V_F$ , passa pelo filtro *lead-lag* (do inglês *filtro de avanço - atraso*) e alimenta o

regulador de tensão, limitado através de  $V_{AMAX}$  e  $V_{AMIN}$ , proporcionais ao limite nominal da alimentação do regulador. O sinal que sai do regulador de tensão ( $V_R$ ) pode sofrer superimposição dos limitadores de subexcitação ( $V_{UEL}$ ) ou sobreexcitação ( $V_{OEL}$ ), caso estes limites estejam representados e também dos limites  $V_{RMAX}$  e  $V_{RMIN}$ , proporcionais à capacidade nominal da excitatriz AC.  $V_R$  é então subtraído do sinal ( $V_{FE}$ ) que representa a soma do sinal da função de saturação da excitatriz ( $S_E [E_{FD}]$ ) com o sinal proveniente do fator de desmagnetização ( $K_D$ ). Uma vez que o campo da máquina principal é uma carga predominantemente indutiva para a excitatriz AC, esta provoca uma reação da armadura nesta excitatriz gerando um fluxo no sentido oposto ao criado pelo regulador de tensão. Esta reação de armadura, dependendo do carregamento imposto à máquina principal, pode também causar mudanças no modo de comutação dos diodos da Excitatriz. Este efeito está representado por  $K_C$ ,  $I_N$  e  $F_{EX}$ , conforme as referências [15] e [20]. Ainda no modelo da excitatriz AC, o limite em zero representa a não condução de valores negativos pelos diodos rotativos. Por fim, a nova tensão de excitação para o campo da máquina síncrona principal é gerada, representada por  $E_{FD}$ .

Conforme a referência [15], os principais fabricantes e os produtos que adotam o modelo IEEE AC1A se encontram na Tabela 2.3.

MODELO	FABRICANTE
Westinghouse Brushless Excitation System	WESTINGHOUSE
Cutler Hammer Westinghouse WDR Brushless Exciter Retrofit	CUTLER HAMMER

**TABELA 2.3** - Modelos e Fabricantes - Sistema IEEE AC1A

### 2.9.3 - MODELO IEEE ST1A

O modelo IEEE ST1A representa o sistema de excitação estático alimentado pelo transformador conectado aos terminais do gerador, conforme a Figura 2.10. Nesta configuração o regulador atua diretamente no enrolamento de campo da máquina síncrona principal e a retificação da tensão de campo é feita através de retificadores estáticos controlados. O diagrama de blocos correspondente é apresentado na Figura 2.16.

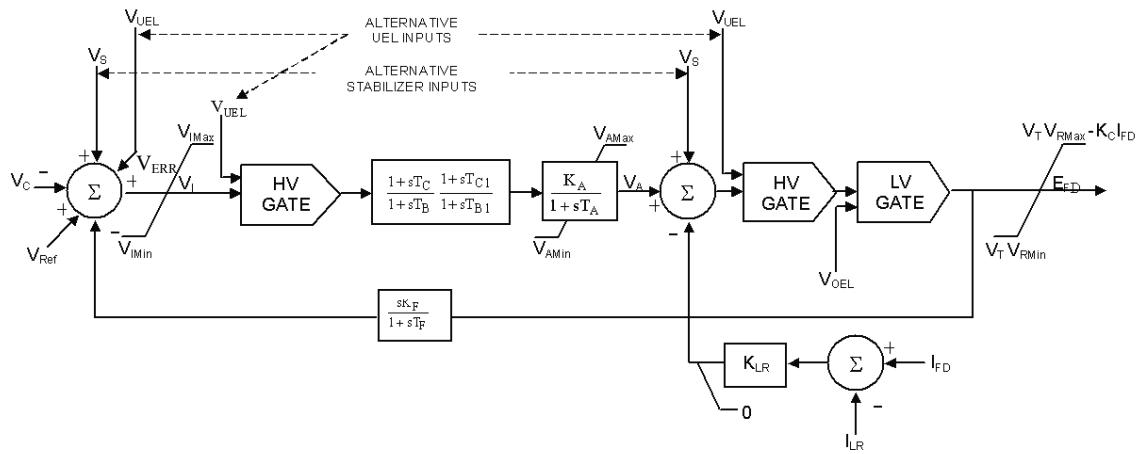


Figura 2.16 – Diagrama de blocos do Modelo IEEE ST1A

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

O sinal de saída do regulador de tensão  $V_A$ , limitado por  $V_{AMax}$  e  $V_{AMin}$  (valores proporcionais à tensão do secundário do transformador de excitação) é subtraído da

função que representa o limite nominal da ponte retificadora, chamado de *limite rápido de teto de corrente de excitação* ou, em inglês - *ceiling current limiter*. O valor atual da corrente de excitação  $I_{FD}$  é comparado com o valor de corrente máximo  $I_{LR}$  que a ponte retificadora pode suportar, durante certo período de tempo e passa pela constante  $K_{LR}$  (que representa o ganho proporcional do limitador rápido de teto de corrente de excitação). O tempo máximo que um valor superior a  $I_{LR}$  pode ser atingido pela corrente de excitação atual é um dado extremamente importante e sempre tratado durante a fase de projeto do sistema de excitação. Para que não haja atuação do limitador durante operação normal, a saída deste é limitada em zero.

Após uma possível atuação do limite rápido de corrente de excitação, o sinal do regulador pode sofrer atuação do limitador  $V_{UEL}$  - HV GATE - (dependendo de tipo de regulador utilizado) e também do limitador de sobreexcitação  $V_{OEL}$ , através de superimposição - LV GATE -. Este sinal passa então pelos limitadores de máxima e mínima tensão de excitação ( $V_{RMax}$  e  $V_{RMin}$ ), os quais são proporcionais à tensão terminal da máquina síncrona,  $V_T$ . Desta forma, dependendo do modelo de sistema de excitação utilizado, é possível eliminar os limites de tensão  $V_I$  representados no começo do modelo uma vez que a tensão terminal é representada agora nesta limitação final. Esta limitação final também contempla a parcela referente ao chaveamento dos elementos da ponte retificadora  $K_C$  em relação ao tipo de carregamento do sistema de excitação (a reação da armadura da máquina síncrona pode causar mudanças no modo de comutação da ponte retificadora), conforme referências [15] e [20]. Por fim, a nova tensão de excitação para o campo da máquina síncrona é gerada, representada por  $E_{FD}$ .

Segundo a referência [15], como principais fabricantes e seus produtos têm-se, através da Tabela 2.4:

MODELO	FABRICANTE
Silcomatic	Canadian GE Co.
PS Static Excitation System with WTA e WTA300	WESTINGHOUSE
WDR e MGR	WESTINGHOUSE
Unitrol	ABB
Thyripol	SIEMENS
SSE	BASLER

TABELA 2.4 - Modelos e Fabricantes - Sistema IEEE ST1A

### 2.9.4 - MODELO IEEE ST2A

O modelo IEEE ST2A representa um sistema de excitação estático (apesar do emprego da excitatriz AC), com alimentação composta, conforme ilustra a Figura 2.11. Nesta configuração o regulador atua no enrolamento de campo da excitatriz AC e a retificação da tensão de campo é feita por meio de retificadores controlados. O diagrama de blocos é apresentado na Figura 2.17.

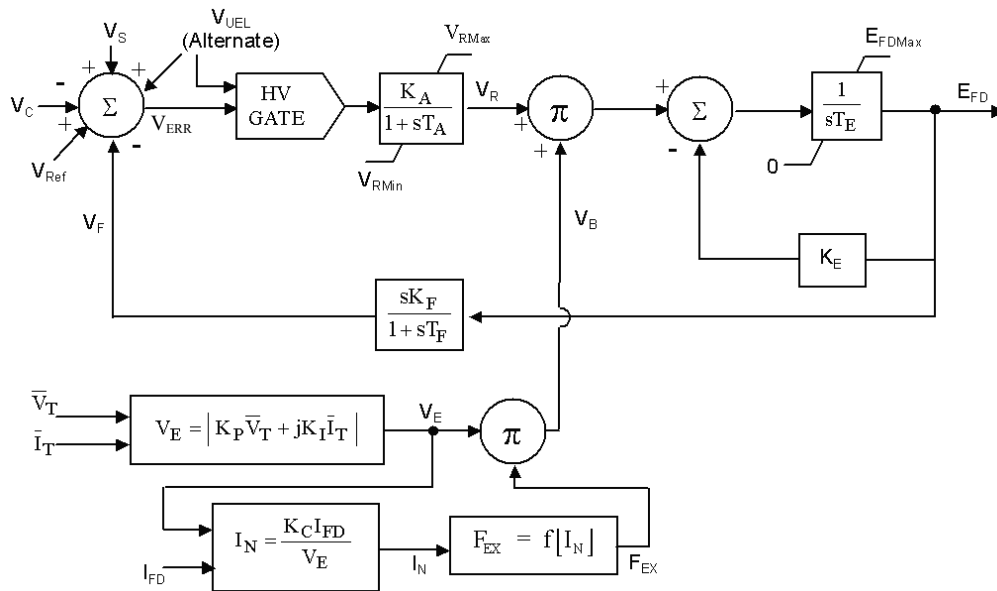


Figura 2.17 - Diagrama de blocos do Modelo IEEE ST2A

O sinal de erro  $V_{ERR}$  ( $V_{ERR} = V_{REF} - V_C$ ) adicionado do sinal estabilizante  $V_S$  e subtraído da realimentação  $V_F$ , passa pelo controle superimposto podendo sofrer atuação do limitador de subexcitação ( $V_{UEL}$ ), que também pode ser representado como somador na entrada do modelo, sendo este sinal de erro é injetado no regulador de tensão. O sinal de saída do regulador de tensão ( $V_R$ ), limitado através de  $V_{RMax}$  e  $V_{RMin}$  (proporcionais ao limite nominal da alimentação do regulador), é multiplicado a  $V_B$ , sinal que é produto da multiplicação da alimentação composta  $V_E$  e da função  $F_{EX}$  ( $K_C$  e  $I_N$ ). Este produto representa o modo de comutação do retificador controlado pela reação de armadura dependendo do carregamento da máquina síncrona principal. A função  $V_E$  representa o transformador de corrente ou *compound* citado na seção 2.7.2.3 e é formada pela soma vetorial da tensão terminal ( $V_T$ ) e da corrente terminal ( $I_T$ ) da máquina síncrona.

Em seguida, o sinal resultante da multiplicação de  $V_B$  por  $V_R$ , vai para a excitatriz AC onde os limites físicos  $E_{FDmax}$  e  $E_{FDmin}$  (capacidade nominal da excitatriz AC) são aplicados, sendo este último ajustado em zero, pois representa a não condução de valores negativos pelos diodos rotativos. Por fim, a nova tensão de excitação para o campo da máquina síncrona principal é gerada, representada por  $E_{FD}$ .

Segundo a referência [15], como principal fabricante e seu produto têm-se, através da Tabela 2.5:

MODELO	FABRICANTE
SCT - PPT SCPT	GE Co.

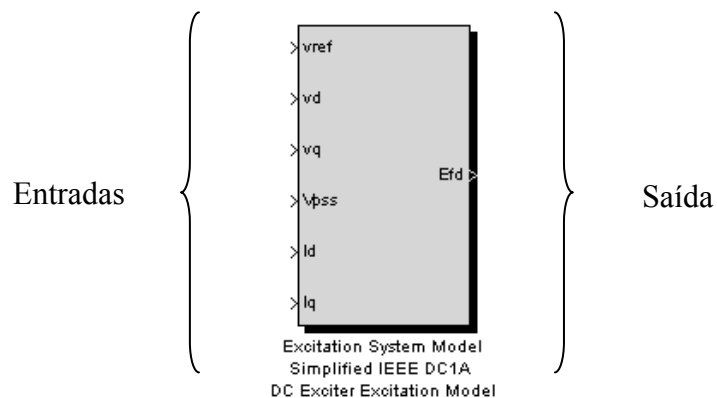
**TABELA 2.5** - Modelos e Fabricantes - Sistema IEEE ST2A

## 2.10 - MODELOS REPRESENTADOS NO *Sympowersystems*

Para a simulação dos sistemas de excitação foram criadas bibliotecas utilizando blocos funcionais existentes no MATHLAB / Simulink. Estas reproduzem a referência [15] para

todos os sistemas estudados e estão disponíveis gratuitamente para consulta pública e utilização, bastando para tanto enviar e-mail para o autor através de [marcelocalsan@yahoo.com.br](mailto:marcelocalsan@yahoo.com.br). Contribuições de melhoria das modelagens serão aceitas e avaliadas.

As funções do POWERGUI presente no *Sympowersystems* foram usadas na inicialização das variáveis do regulador de tensão e da máquina síncrona. Para exemplificar um dos modelos criados, a Figura 2.18 e a Figura 2.19 mostram as interfaces da biblioteca desenvolvida para o sistema de excitação tipo IEEE DC1A.



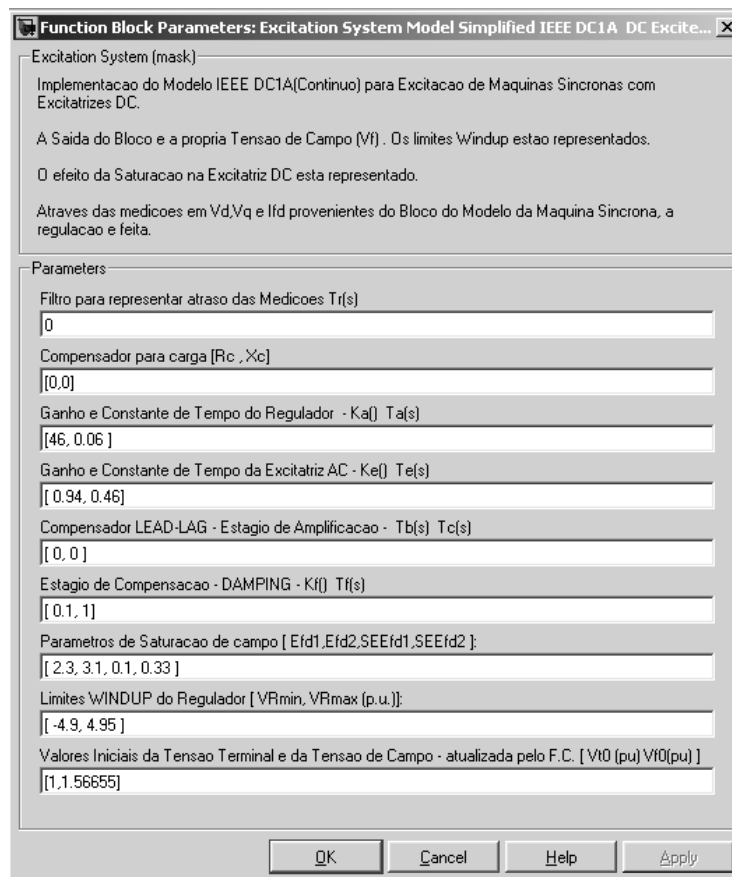
**Figura 2.18** – Biblioteca *Sympowersystems* – Exemplo do Modelo IEEE DC1A

Na Figura 2.18, podem ser vistos os parâmetros de entrada do modelo IEEE DC1A representados por  $V_{ref}$ ,  $V_d$ ,  $V_q$ ,  $V_{pss}$ ,  $I_d$  e  $I_q$ . A tensão de excitação  $E_{fd}$  é representada como parâmetro de saída. Destaca-se que a tensão terminal ( $V_T$ ) e a corrente terminal ( $I_T$ ) da máquina síncrona são representadas diretamente na forma p.u. com o uso da transformação d-q-0. Desta forma, para todos os modelos de sistema de excitação estudados, segundo a referência [20], estas variáveis são obtidas por:

$$V_T = V_d + j \cdot V_q \quad (2.15)$$

$$I_T = I_d + j \cdot I_q \quad (2.16)$$

A interface com o usuário das bibliotecas é mostrada na Figura 2.19. Os valores de ganhos do regulador, constantes de tempo, função de saturação da excitatriz (quando aplicável), limites e outros são computados a partir desta interface. Vale salientar que em todos os modelos criados, os valores iniciais para a tensão terminal e corrente terminal da máquina síncrona não necessitam ser inseridos na interface, já que a função POWERGUI faz a inicialização dessas variáveis todas as vezes que um novo fluxo de carga é executado.



**Figura 2.19** – Interface de parametrização - Modelo IEEE DC1A

Na Figura 2.20 pode ser vista a função de transferência do modelo IEEE DC1A como exemplo.



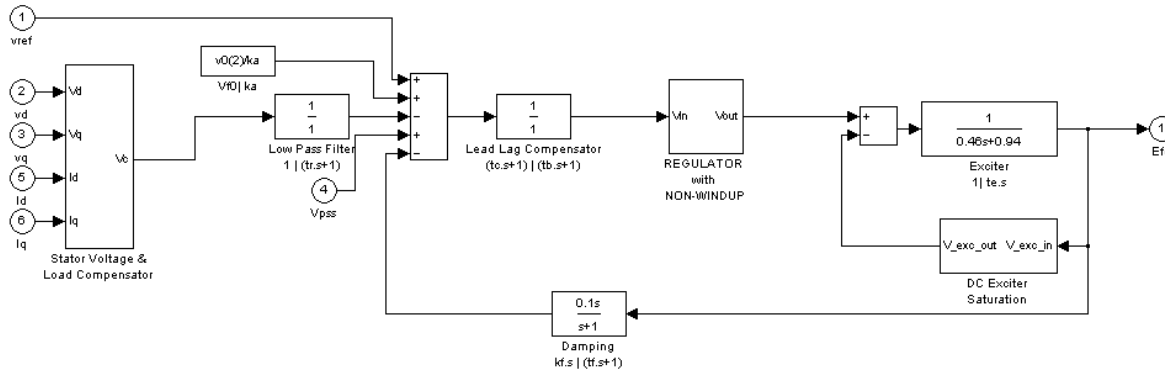


Figura 2.20 – Diagrama de blocos do Modelo IEEE DC1A

## 2.11 – REPRESENTAÇÕES DAS CARGAS

A representação das cargas em estudos dinâmicos de sistemas de potência é um problema complexo. Normalmente, há grande diversidade de cargas e muitas dificuldades em se obter dados precisos sobre elas. Muitos trabalhos que tratam da modelagem de cargas foram consultados durante a confecção desta dissertação, dentre os quais se destacam as referências [17], [18], [23], [25] e [27].

Nos estudos dos casos de operação em paralelo, as cargas foram representadas por modelos estáticos. Nenhuma carga adicional foi usada. Na condição de operação isolada as cargas foram representadas por um modelo dinâmico composto por um motor assíncrono juntamente com carga estática do tipo impedância constante. A seguir são apresentadas as bibliotecas utilizadas na representação destes modelos.

### 2.11.1 – MODELAGEM DE CARGA ESTÁTICA

Para a modelagem da carga estática foi utilizada a biblioteca *three-phase parallel RLC Load* (do inglês – carga RLC trifásica conectada em paralelo) do *Sympowersystems*. Esta biblioteca representa uma carga trifásica balanceada como uma combinação de elementos resistivos, capacitivos e indutivos em paralelo, sendo o modelo adotado o de impedância constante. Os parâmetros utilizados durante as simulações do sistema ilhado se encontram no Apêndice B.

### 2.11.2 - MODELAGEM DE CARGA DINÂMICA

Para a modelagem da carga dinâmica foi utilizada a biblioteca *Asynchronous Machine* (do inglês - máquina assíncrona) do *Sympowersystems* que representa um motor de indução. Os valores típicos dos parâmetros da carga dinâmica podem ser obtidos nas referências [17], [18], [23], [25], [27], sendo que para o este trabalho, os valores da referência [18] foram utilizados para representar o carregamento leve e pesado durante as simulações de situação em operação isolada. Estes valores se encontram no Apêndice B.

## **CAPÍTULO 03**

### **METODOLOGIA DE ANÁLISE**

#### **3.1 - INTRODUÇÃO**

O objetivo deste capítulo é apresentar a metodologia usada nas simulações dinâmicas. Inicialmente, são descritos os cenários nos quais os testes foram realizados e como estes foram concebidos para que situações de operação em paralelo e isolada do gerador distribuído fossem investigadas. A partir destas situações, estes cenários foram sendo alterados com a variação de parâmetros em simulações dinâmicas sucessivas. Para o cenário de operação em paralelo foram avaliados o tempo de eliminação da falta, a potência de curto-circuito no ponto de interconexão das redes de distribuição e subtransmissão, a relação X/R das linhas de distribuição e diversos níveis de carregamento dinâmico do gerador síncrono. Estes mesmos níveis de carregamento são analisados novamente para o cenário de operação isolada.

Este capítulo apresenta ainda as metodologias de ajuste de parâmetros dos modelos dos sistemas de excitação. São tratados parâmetros como: ganhos proporcionais, constantes de tempo dos reguladores e excitatrizes e limites.

Por fim, explica-se como foram realizadas as simulações para encontrar o tempo crítico de eliminação da falta e a potência crítica que o gerador síncrono pode injetar na rede sem perder o sincronismo.

#### **3.2 - CENÁRIOS**

Para que todas as configurações possíveis de simulações fossem testadas, os cenários de geração distribuída de operação em paralelo e operação isolada foram concebidos conforme segue.

### 3.2.1 - CENÁRIO DE OPERAÇÃO EM PARALELO

A rede de subtransmissão em 138 kV e 3.500 MVA está representada no canto superior esquerdo da Figura 3.1. Após a barra B1 tem-se um transformador de 138 kV / 13,8 kV de 35 MVA. Na Barra terminal deste transformador tem-se um gerador síncrono de 18,75 MVA, no qual os sistemas de excitação estão conectados.

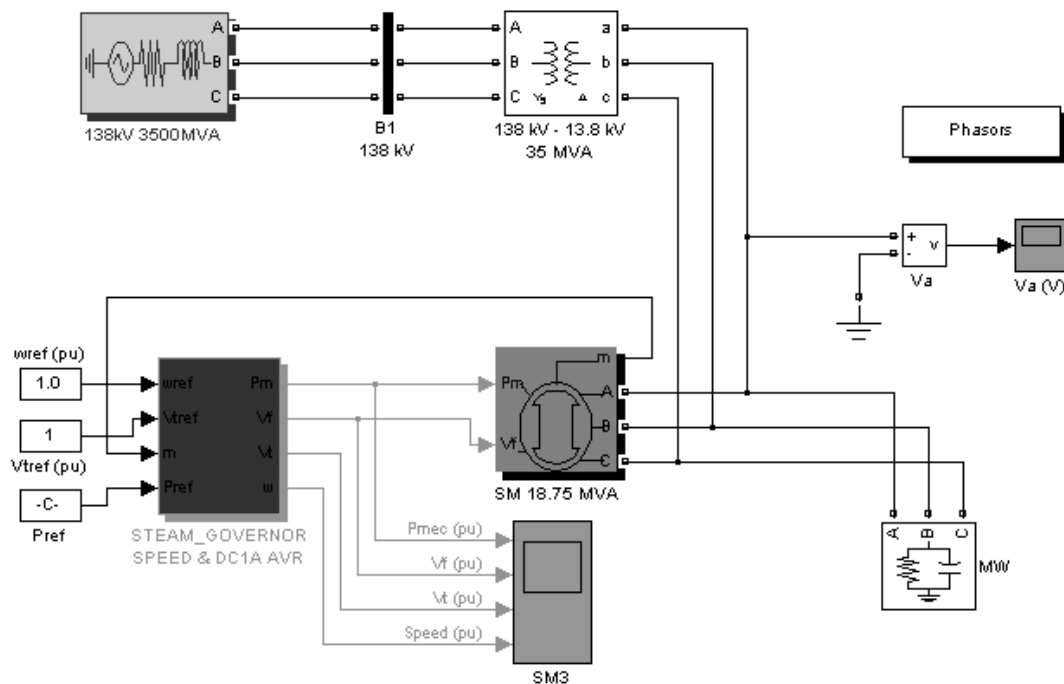


Figura 3.1 - Cenário de operação em paralelo

Nesta rede vale destacar que:

- Dados reais de fabricação da máquina síncrona foram utilizados, obtidos com fabricantes;
- Dados reais do sistema de subtransmissão foram obtidos em concessionárias do Estado de São Paulo.

As simulações foram realizadas aplicando-se um curto-circuito trifásico nas proximidades dos terminais da máquina síncrona e eliminando-o a partir da atuação de sistema de

proteção e completo isolamento da falta em 200ms. O curto-circuito trifásico foi usado devido a sua maior severidade que é aumentada pela proximidade do ponto da falta. O caso base foi alterado em cada simulação, variando-se um parâmetro da rede por vez e fixando os demais. Desta forma, a influência de cada um destes parâmetros no comportamento dinâmico da rede e no desempenho de cada tipo de sistema de excitação pôde ser analisada.

Como dados deste caso base, tem-se:

- Potência de curto-circuito no ponto de interconexão com o sistema de subtransmissão (138 kV) de 3.500 MVA;
- Freqüência da rede em 60 Hz;
- Relação X/R das linhas em 3,0;
- Nenhuma carga foi alocada além da impedância equivalente do sistema elétrico, conforme descrito na Seção 2.15 do Capítulo 2;
- Potência do gerador síncrono em 18,75 MW;
- Reguladores de tensão em modo automático de tensão;
- Tempo de eliminação de falta pelo sistema de proteção em 200 milissegundos.

Também foram realizadas simulações para investigação do perfil de tensão nos terminais do gerador com carregamento dinâmico leve e pesado. Estas simulações foram iniciadas com o gerador síncrono operando em regime permanente e com um carregamento de 10 MVA em seus terminais para ambas as situações. Para as simulações de carregamento leve, uma carga dinâmica de 1,5 MVA foi inserida no sistema, em  $t = 15,0$  segundos. Já nas simulações de carregamento dinâmico pesado, uma carga de 5,0 MVA foi inserida, em  $t = 15,0$  segundos.

### 3.2.2 - CENÁRIO DE OPERAÇÃO ISOLADA

Este cenário é apresentado na Figura 3.2. O equivalente do sistema elétrico foi retirado e em seu lugar foi alocada uma carga estática de impedância constante e, assim, a planta se

tornou ilhada. No sistema de distribuição real que serviu como base para a determinação dos cenários, as cargas somavam um total de 10,48 MW e 2,51 MVar. No sistema ilhado foi alocada uma carga total de 5,24 MW e 1,255 MVar, resultando em um fator de potência próximo a 0,97.

Na Figura 3.2, após a barra B1 tem-se um transformador de 138 kV / 13,8 kV de 35 MVA e nos terminais de baixa tensão deste transformador (13,8 kV) está conectada a máquina síncrona de 18,75 MVA, com os sistemas de excitação a serem estudados, exatamente como no caso base da situação de operação em paralelo. As simulações foram iniciadas com o gerador síncrono em regime permanente e com um carregamento de 5,4 MVA (5,24 MW e 1,255 MVar). Assim como nos casos de operação em paralelo, para as simulações de carregamento leve, uma carga dinâmica de 1,5 MVA foi inserida no sistema, em  $t = 15,0$  segundos. Já nas simulações de carregamento dinâmico pesado, uma carga de 5,0 MVA foi inserida, em  $t = 15,0$  segundos.

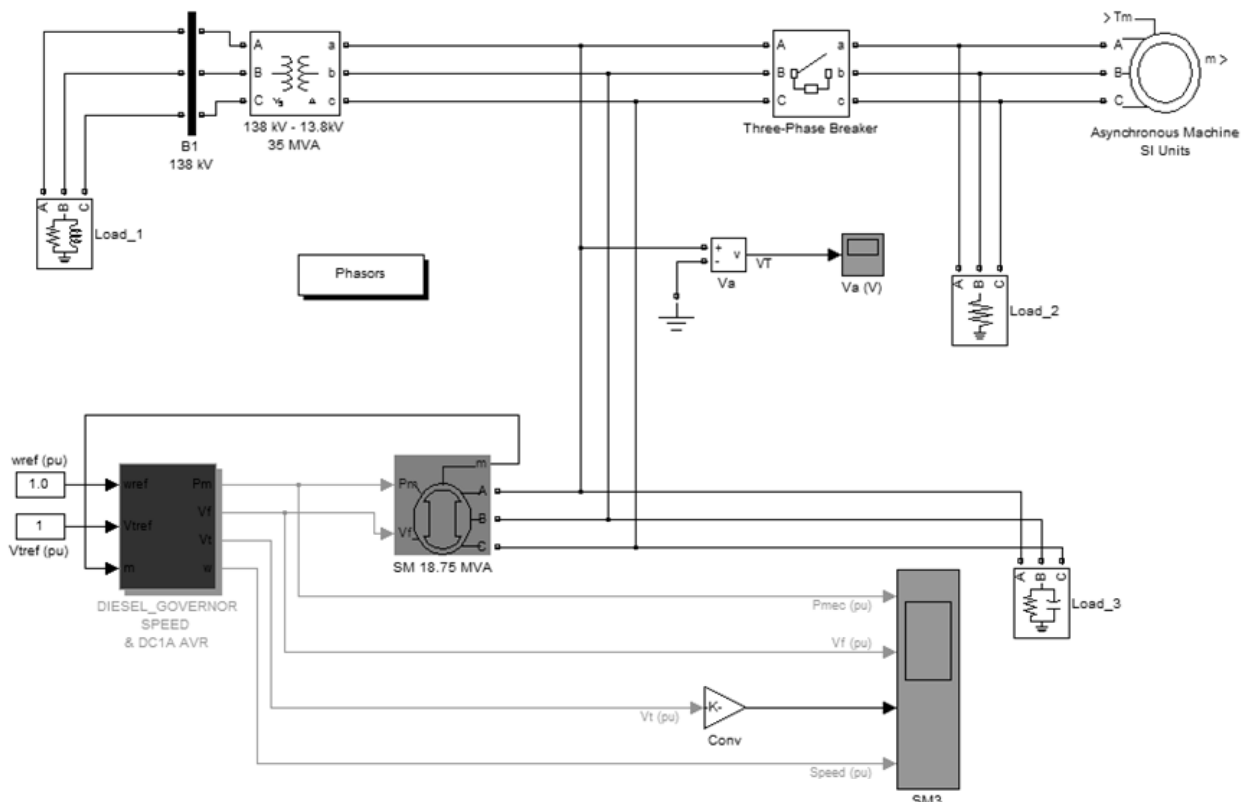


Figura 3.2- Cenário de operação isolada

Como dados deste caso base, tem-se:

- Potência do Gerador Síncrono em 5,4 MVA (5, 24 MW e 1, 255 MVar);
- Freqüência da rede de operação isolada em 60 Hz;
- Carga Estática representando impedância constante de 5, 24 MW e 1, 255 MVar;
- Alteração da constante de Inércia da máquina síncrona H de 1,15 segundos para 3,15 segundos;
- Reguladores de tensão em modo automático de tensão.

A única alteração feita em relação aos dados da máquina síncrona foi em sua constante de inércia H. Durante a realização das simulações de perfil de tensão, a máquina síncrona apresentou dificuldades de estabilização frente a mudanças rápidas no carregamento. De fato, a referência [1] cita que tal efeito pode ocorrer, pois a diminuição da constante de inércia do gerador síncrono aumenta a tendência de não estabilização frente a distúrbios. Optou-se, então, por alterar esta constante ao invés de realizar modificações na parametrização dos sistemas de excitação nesta situação. Após alguns testes o valor de 3,15 segundos para a constante de inércia foi escolhido. A referência [20] cita valores típicos para unidades térmicas e este valor se encontra dentro do intervalo citado.

### 3.3 - AJUSTES NOS PARAMETROS DOS SISTEMAS DE EXCITAÇÃO

Na indústria, dois tipos de análise são comumente realizados para ajustes dos parâmetros dos sistemas de excitação. A primeira análise é geralmente empregada em plantas novas ou expansões de plantas existentes, aonde os dados do sistema elétrico, da máquina síncrona, da excitatriz (quando aplicável) e do regulador de tensão são modelados segundo o tipo de estudo dinâmico que se quer realizar. Através de simulações, técnicas de controle são utilizadas e o comportamento dinâmico do sistema é avaliado, principalmente em relação aos ganhos proporcional e integral do regulador. A ocorrência de sobre-sinal de resposta (do inglês - *overshoot*), grandes tempos de subida (do inglês - *delay in integral gain response*) e tempos de acomodação da resposta em torno do valor de referência (do inglês - *response accommodation time*) são os fatores comumente verificados.

Durante o processo de partida da planta, estas simulações são comparadas com parâmetros reais, obtidos através de testes em degrau na referência de tensão da máquina síncrona (com variações instantâneas de 2 a 5% do valor de referência para mais e para menos do valor nominal de tensão terminal). Com a observação do comportamento dinâmico em comparação com o estudo teórico, a necessidade de reajustes é verificada. O segundo método é realizado em manutenção de plantas existentes e modernizações (do inglês - *retrofit*), aonde a máquina síncrona e o regulador de tensão já se encontram instalados e em funcionamento. Testes em degrau de tensão terminal são realizados e o comportamento dinâmico verificado. Os reajustes dos parâmetros dos reguladores são realizados por observação; em caso de necessidade.

Nesta dissertação, em cada sistema de excitação estudado, os ajustes apresentados na referência [15] foram utilizados como ponto de partida. A partir do caso base do cenário de operação em paralelo e destes ajustes iniciais nos reguladores de tensão, dois procedimentos foram utilizados para que o comportamento dinâmico da máquina síncrona fosse avaliado e os ajustes dos parâmetros em todos os modelos de excitação verificados. O primeiro procedimento foi de verificar a tensão terminal da máquina síncrona. Esta tensão deveria estar em 1,0 p.u. sob regime permanente e na ausência de distúrbios. Nos casos em que este critério não era atingido, ajustes nos parâmetros dos modelos de excitação e da excitatriz (quando aplicável) foram feitos e o comportamento do sistema foi analisado durante observação de novas simulações. O segundo procedimento foi à aplicação de um degrau de 5,0% na referência de tensão de excitação, elevando a tensão terminal para 1,05 p.u. Após 5,0 segundos de simulação, um novo degrau agora de -5,0% foi aplicado, com a tensão terminal voltando para 1,0 p.u. A dinâmica do conjunto máquina síncrona/sistema de excitação era observada e seu comportamento determinava a necessidade ou não de reajuste dos parâmetros dos reguladores de tensão, a partir do sinal de resposta, tempo de subida e tempo de acomodação em torno do valor de referência.

As condições para realização das simulações e verificação dos ajustes dos parâmetros nos modelos de sistema de excitação foram:



- Potência de curto-circuito no ponto de interconexão com o sistema de subtransmissão (138 kV) de 3.500 MVA;
- Frequência da rede em 60 Hz;
- Relação X/R das Linhas em 3,0;
- Nenhuma carga alocada a não ser a impedância equivalente do modelo do sistema elétrico;
- Potência do gerador síncrono em 18,75 MW;
- Reguladores de tensão em modo automático de tensão.

Os ajustes realizados nos sistemas de excitação foram mantidos para todas as simulações em operação isolada, para que o perfil de tensão terminal fosse investigado conforme seção 3.11 deste Capítulo. Porém, durante a realização das simulações deste cenário, verificou-se a necessidade de reajuste no ganho proporcional  $K_A$  (p.u.) da configuração IEEE ST1A, para melhorar o seu desempenho dinâmico. Nas simulações de tomada de carga dinâmica pesada (5,0 MVA), esta configuração apresentou um desempenho bastante ruim dinamicamente, voltando aos patamares de tensão terminal pré-carregamento (1,0 p.u.) de forma bastante lenta e o ajuste no ganho  $K_A$  foi suficiente para corrigir este efeito. Com este novo ajuste as simulações para carregamento leve foram refeitas. Também para os casos de operação isolada, os ganhos da tensão terminal  $K_P$  (p.u.) e da corrente terminal  $K_I$  (p.u.) no circuito de composição foram reajustados no modelo IEEE ST2A. Durante as simulações com este modelo a tensão terminal da máquina síncrona tinha comportamento dinâmico bastante semelhante ao dos modelos com excitatriz (IEEE DC1A e AC1A) sem composição, apresentando um atraso no tempo de subida para o valor de referência após o distúrbio não característico de sistemas reais com composição. Com o reajuste, o desempenho do modelo foi melhorado.

A seguir, as Tabelas 3.1, 3.2, 3.3 e 3.4 contêm os parâmetros ajustados para cada um dos sistemas de excitação. Os ajustes de referência e os ajustes adotados durante as simulações são apresentados.

## 3.3.1 - PARÂMETROS IEEE DC1A

VARIÁVEL	IEEE Std 421.5	OPERAÇÃO EM PARALELO	OPERAÇÃO ISOLADA
$K_A$ (p.u.)	46,0	46,0	46,0
$T_A$ (seg.)	0,06	0,06	0,06
$T_B$ (seg.)	0,0	0,0	0,0
$T_C$ (seg.)	0,0	0,0	0,0
$T_E$ (seg.)	0,46	0,46	0,46
$K_F$ (p.u.)	0,1	0,1	0,1
$T_F$ (seg.)	1,0	1,0	1,0
$S_E[E_{FD1}]$ (p.u.)	0,33	0,33	0,33
$S_E[E_{FD2}]$ (p.u.)	0,1	0,1	0,1
$E_{FD1}$ (p.u.)	3,1	3,1	3,1
$E_{FD2}$ (p.u.)	2,3	2,3	2,3
$K_E$ (p.u.)	*	0,94	0,94
$V_{RMAX}$ (p.u.)	1,0	4,95	4,95
$V_{RMIN}$ (p.u.)	-0,9	-4,9	-4,9

Tabela 3.1 - Parâmetros para simulação - IEEE DC1A

Neste trabalho, um valor de ganho não nulo para  $K_E$  (p.u.) foi adotado indicando que o reostato utilizado se encontra em valor fixo produzindo um efeito de auto-excitação próximo ao valor nominal da excitatriz DC.

## 3.3.2 - PARÂMETROS IEEE AC1A

VARIÁVEL	IEEE Std 421.5	OPERAÇÃO EM PARALELO	OPERAÇÃO ISOLADA
$K_A$ (p.u.)	400,0	350,0	350,0
$T_A$ (seg.)	0,02	0,02	0,02
$T_B$ (seg.)	0,0	0,0	0,0
$T_C$ (seg.)	0,0	0,0	0,0
$T_E$ (seg.)	0,80	0,85	0,85
$K_F$ (p.u.)	0,03	0,025	0,025
$T_F$ (seg.)	1,0	2,0	2,0
$S_E[V_{E1}]$ (p.u.)	0,1	0,1	0,1
$S_E[V_{E2}]$ (p.u.)	0,03	0,03	0,03
$V_{E1}$ (p.u.)	4,18	4,18	4,18
$V_{E2}$ (p.u.)	3,14	3,14	3,14
$K_E$ (p.u.)	1,0	1,7	1,7
$V_{RMAX}$ (p.u.)	6,03	6,03	6,03
$V_{RMIN}$ (p.u.)	-5,43	-5,43	-5,43
$T_R$ (seg.)	0,0	0,0	0,0
$R_C$ (p.u.)	0,0	0,0	0,0
$X_C$ (p.u.)	0,0	0,0	0,0
$K_D$ (p.u.)	0,38	0,38	0,38
$K_C$ (p.u.)	0,2	0,2	0,2
$V_{AMAX}$ (p.u.)	14,5	14,5	14,5
$V_{AMIN}$ (p.u.)	-14,5	-14,5	-14,5

Tabela 3.2.- Parâmetros para simulação - IEEE AC1A

## 3.3.3 - PARÂMETROS IEEE ST1A

VARIÁVEL	IEEE Std 421.5	OPERAÇÃO EM PARALELO	OPERAÇÃO ISOLADA
$K_A$ (p.u.)	190,0	120,0	220,0
$T_A$ (seg.)	0,0	0,0001	0,0001
$T_B$ (seg.)	10,0	15,0	15,0
$T_C$ (seg.)	1,0	1,0	1,0
$T_{B1}$ (seg.)	0,0	0,001	0,001
$T_{C1}$ (seg.)	0,0	0,79	0,79
$K_F$ (p.u.)	0,0	0,0001	0,0001
$T_F$ (seg.)	*	0,1	0,1
$K_C$ (p.u.)	0,08	0,1	0,1
$V_{RMAX}$ (p.u.)	7,8	7,8	7,8
$V_{RMIN}$ (p.u.)	-6,7	-6,7	-6,7
$T_R$ (seg.)	0,04	0,04	0,04
$R_C$ (p.u.)	0,0	0,0	0,0
$\chi_C$ (p.u.)	0,0	0,0	0,0

Tabela 3.3 - Parâmetros para simulação - IEEE ST1A

Em sistemas de excitação estáticos, como no caso do sistema IEEE ST1A, as constantes de tempo são pequenas, resultando em uma resposta rápida a perturbações. Desta forma, as constantes de estabilização  $K_F$  (seg.) e  $T_F$  (seg.) podem não ser necessárias. Mesmo assim, durante as simulações deste trabalho, melhores resultados foram obtidos com os ajustes apresentados na Tabela 3.3 para este modelo.

## 3.3.4 - PARÂMETROS IEEE ST2A

VARIÁVEL	IEEE Std 421.5	OPERAÇÃO EM PARALELO	OPERAÇÃO ISOLADA
$K_A$ (p.u.)	120,0	200,0	200,0
$T_A$ (seg.)	0,15	0,15	0,15
$T_R$ (seg.)	0,0	0,0	0,0
$T_E$ (seg.)	0,5	0,45	0,45
$T_F$ (seg.)	1,0	1,0	1,0
$K_E$ (p.u.)	1,0	1,3	1,3
$K_F$ (p.u.)	0,05	0,03	0,03
$K_P$ (p.u.)	4,88	1,5	3,0
$K_I$ (p.u.)	8,0	2,3	3,0
$V_{RMAX}$ (p.u.)	1,0	1,0	1,0
$V_{RMIN}$ (p.u.)	0,0	0,0	0,0
$K_C$ (p.u.)	1,82	0,2	0,2

Tabela 3.4 - Parâmetros para simulação - IEEE ST2A

### 3.4 - TEMPO CRÍTICO DE ELIMINAÇÃO DE FALTA

O tempo crítico de eliminação de falta é o tempo máximo que uma máquina síncrona pode permanecer em funcionamento sem a perda de sincronismo, *sob condições de distúrbios*. Este conceito é fundamental em estudos de coordenação de seletividade de proteção, pois determina os tempos de atuação dos diversos dispositivos de proteção, de modo que um distúrbio seja detectado e isolado afetando a menor porção possível do sistema elétrico.

Para encontrar o tempo crítico de eliminação de falta de forma automática, um algoritmo foi desenvolvido em MATHLAB. A partir do caso base descrito na seção 3.2.1, uma falta foi aplicada e eliminada em tempos sucessivamente maiores (o tempo de eliminação da falta foi aumentado em 1,0 milissegundo a cada iteração) até que o sincronismo fosse perdido, identificando o tempo crítico para cada tipo de sistema de excitação. Neste procedimento, todos os demais parâmetros foram mantidos constantes. Para a avaliação da perda de estabilidade, foram utilizados os seguintes critérios:

- A abertura angular do gerador como critério de parada das simulações;
- O tempo limite de simulação de 500 milissegundos, para casos em que não houve perda da estabilidade.

Segundo a referência [7], nas redes de distribuição do estado de São Paulo, o tempo de eliminação de falta está entre 200 a 500 milissegundos. Desta forma, este critério está sendo usado como o tempo máximo para a eliminação, mesmo em casos em que não haja perda de estabilidade por parte da máquina síncrona.

### 3.5 - POTÊNCIA CRÍTICA

A Potência Crítica é definida como o valor máximo de potência ativa que uma máquina síncrona pode injetar no sistema elétrico sem que haja perda de sincronismo, *sob condições de distúrbios*. É um conceito importante, pois a partir dos tempos de atuação das proteções definidos em estudos de seletividade, condições críticas de carregamento e operação dos geradores podem ser definidas.

Para encontrar a Potência Crítica automaticamente, um algoritmo foi desenvolvido em MATHLAB. A partir do caso base descrito na seção 3.2.1 a potência injetada foi incrementada em intervalos de 10 kW até que o sincronismo do gerador fosse perdido, para uma falta trifásica de duração de 200 milissegundos. A potência no instante da perda de sincronismo é a crítica. Todos os demais parâmetros foram mantidos constantes durante as simulações. Para avaliação da estabilidade, foram utilizados os seguintes critérios:

- A análise de abertura angular do gerador;
- Conforme critério geral de fabricantes de máquinas síncronas, estas devem suportar o funcionamento normal de 0,95 p.u. até 1,05 p.u. de sua capacidade nominal. As simulações foram realizadas no intervalo de 0,86 p.u. a 1,30 p.u. da capacidade nominal da máquina síncrona. Assim, foi possível ter uma resposta mais conservativa para investigação do comportamento dos sistemas de excitação, uma vez que os limites construtivos poderiam ser atingidos sem que a máquina síncrona perdesse a estabilidade, prejudicando as investigações realizadas.

### 3.6 - TEMPO DE ELIMINAÇÃO DE FALTA

O tempo de eliminação de falta é o tempo total para que uma falta seja detectada e isolada pelo sistema de proteção. Trata-se de um conceito complementar ao do tempo crítico de eliminação de falta tratado na seção 3.4, pois o máximo tempo de eliminação de uma falta sem que a máquina síncrona perca sua estabilidade na presença de um distúrbio é exatamente o tempo crítico. Este estudo é importante, pois se pode verificar o impacto deste tempo no comportamento dinâmico do gerador síncrono para cada sistema de excitação, ou seja, o quanto instável dinamicamente uma máquina síncrona pode se apresentar, em relação ao tempo necessário para a detecção de uma falta pelo sistema de proteção e seu completo isolamento.

Os resultados foram obtidos a partir de simulações sucessivas no cenário de operação em paralelo da seção 3.2.1. Os tempos de eliminação da falta iniciaram em 100 milissegundos, foram variando em passos de 1,0 milissegundo e terminaram nos tempos críticos para cada tipo de excitação, conforme a seção 3.4. Os demais parâmetros foram fixados. Para avaliação da estabilidade, foram utilizados os seguintes critérios:

- A análise de abertura angular do gerador;
- A análise da taxa de amortecimento da velocidade rotórica, a qual será detalhadamente descrita na seção 3.9.

Para exemplificar o comportamento do ângulo e do desvio da velocidade rotóricos, os seguintes cenários serão apresentados e discutidos no Capítulo 4:

- $T_1$  : Tempo de eliminação de falta de 160 milissegundos;
- $T_2$  : Tempo de eliminação de falta de 180 milissegundos;
- $T_3$  : Tempo de eliminação de falta de 200 milissegundos.



### 3.7 - NÍVEL DE CURTO - CIRCUITO

O nível de curto-circuito no ponto de interconexão entre as redes de subtransmissão e de distribuição define o quanto a primeira pode ser capaz de limitar os impactos de distúrbios nesta rede de distribuição. Maiores níveis de curto-circuito nesta interconexão significam uma maior contribuição vinda do sistema de subtransmissão no sentido de minimizar a perturbação; auxiliando com isso o sistema de geração distribuído. A importância de estudos desta natureza é grande, pois determina o comportamento dinâmico dos geradores distribuídos frente à sua necessidade em contribuir para diversos cenários de operação e ocorrência de distúrbios.

Simulações sucessivas no cenário de operação em paralelo da seção 3.2.1 foram realizadas, sendo que o nível de curto-circuito do ponto de interconexão foi variando em passos de 50 MVA entre uma simulação e outra, fixando-se os demais parâmetros. As simulações se iniciaram com um nível de 500 MVA e terminaram em 9.500 MVA, pois segundo a referência [1], os níveis de curto-circuito no ponto de conexão entre redes de média e alta tensão no Brasil podem variar desde 30 MVA até valores como 10.000 MVA.

Para a avaliação da estabilidade, foram utilizados os seguintes critérios:

- A análise de abertura angular do gerador;
- A análise da taxa de amortecimento da velocidade rotórica;

Para exemplificar o comportamento dinâmico do ângulo rotórico da máquina síncrona e também do desvio da velocidade frente a variações do nível de curto-circuito, os seguintes cenários serão apresentados e discutidos no Capítulo 4:

- $S_{K1}$  : Potência de curto-circuito de 9.500 MVA;
- $S_{K2}$  : Potência de curto-circuito de 3.500 MVA;
- $S_{K3}$  : Potência de curto-circuito de 500 MVA;

### 3.8 - RELAÇÃO X/R

Uma característica que usualmente diferencia sistemas de distribuição e de transmissão é o valor da relação X/R das linhas. Enquanto em sistemas de transmissão o valor da resistência das linhas pode ser desconsiderado em relação ao valor de sua reatância, uma vez que este último é muito maior que o primeiro, em sistemas de distribuição isto não ocorre [19]. Desta forma, o valor da resistência (perdas) em sistemas distribuídos passa a influenciar o desempenho dinâmico e a capacidade das unidades geradoras em contribuir para perdas.

Com o objetivo de investigar o comportamento dinâmico de diferentes sistemas de excitação frente a diferentes valores da relação X/R, simulações sucessivas no cenário de operação em paralelo da seção 3.2.1 foram realizadas, com a relação X/R foi variando em passos de 0,1 entre uma simulação e outra, fixando-se os demais parâmetros. As simulações se iniciaram com X/R igual a 0,5 e terminaram em X/R igual a 8,0. Optou-se pela utilização deste intervalo, pois os valores obtidos em consulta com concessionária eram diferentes dos encontrados na referência [1], a qual cita a relação X/R variando na ordem de 0,306 a 1,43 para sistemas de distribuição. Para a avaliação da estabilidade, foram utilizados os seguintes critérios:

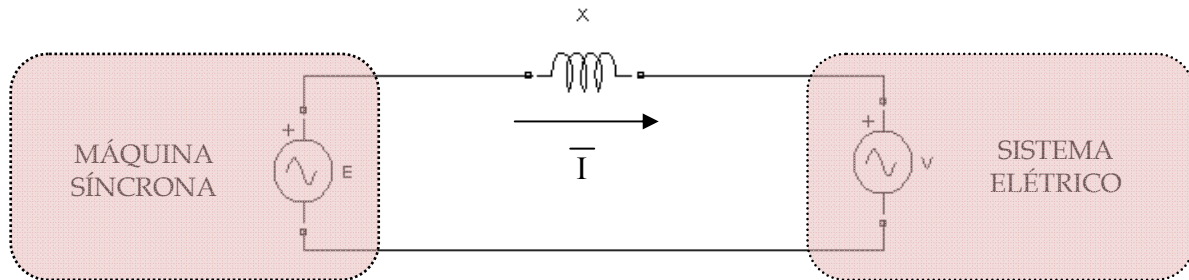
- A análise de abertura angular do gerador;
- A análise da taxa de amortecimento da velocidade rotórica;

Como exemplo do comportamento dinâmico da máquina síncrona e os diferentes sistemas de excitação a variações da relação X/R, os seguintes cenários serão apresentados e discutidos no Capítulo 4:

- $X_1$  : Relação X/R de 8,0 ;
- $X_2$  : Relação X/R de 3,0;
- $X_3$  : Relação X/R de 0,5;

### 3.9 - ANÁLISE DE ABERTURA ANGULAR DO GERADOR

No circuito abaixo se observa a transferência de potência entre o equivalente de um sistema elétrico e um gerador síncrono. A tensão  $E$  representa a tensão da máquina síncrona e a tensão  $V$  representa a tensão do sistema elétrico.



A transferência de potências da fonte  $\bar{E}$  para o circuito é:

$$P_e = \text{Re}(\bar{S}) = \text{Re}(\bar{E} \bar{I}^*) \quad (3.1)$$

$$Q_e = \text{Im}(\bar{S}) = \text{Im}(\bar{E} \bar{I}^*)$$

Além disso, a corrente no circuito pode ser escrita como:

$$\bar{I} = \frac{\bar{E} - \bar{V}}{jX} = \frac{E \angle \delta - V \angle 0^\circ}{jX} = \frac{E \angle (\delta - 90^\circ) - V \angle (-90^\circ)}{X} \quad (3.2)$$

Substituindo 3.2 em 3.1, tem-se:

$$P_e = \frac{EV}{X} \text{sen} \delta \quad (3.3)$$

$$Q_e = \frac{E^2}{X} - \frac{EV}{X} \text{cos} \delta \quad (3.4)$$

Reescrevendo a equação 3.3 para a situação transitória, tem-se:

$$P = \frac{E'_f V}{X'} \text{sen } \delta \quad (3.5)$$

Onde  $E'_f$  é a tensão interna em regime transitório da máquina síncrona e  $X'$  é sua reatância transitória. A reatância é um dado de projeto da máquina, mas a tensão interna em regime transitório pode sofrer influência do desempenho do sistema de excitação [19]. Uma forma de se analisar este desempenho é através da abertura angular  $\delta$  da máquina síncrona.

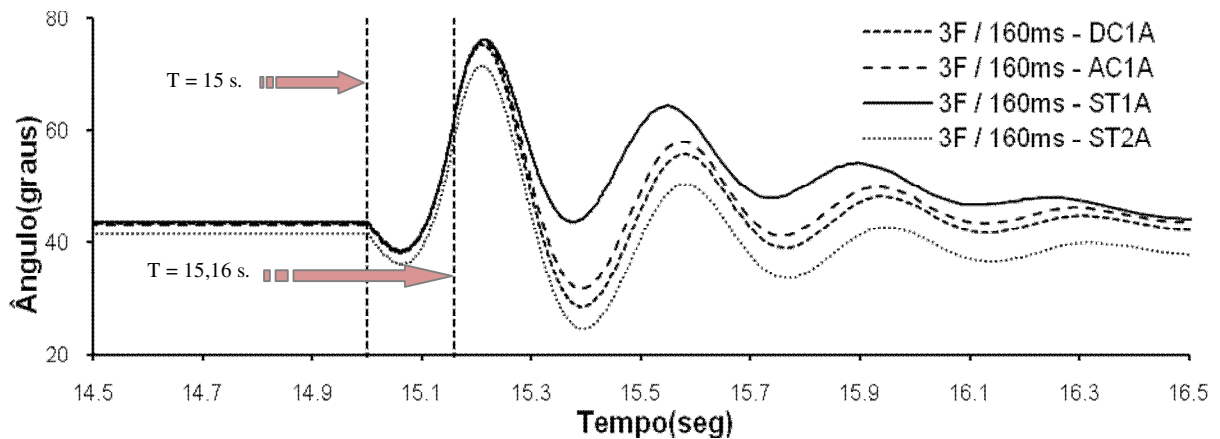
Durante uma falta, o sistema de excitação deve ser capaz de manter a tensão terminal da máquina síncrona dentro de níveis aceitáveis até que a falta seja eliminada evitando que a máquina seja desligada pelo sistema de proteção. Neste ponto observa-se uma contradição no comportamento esperado para o sistema de excitação. Ao mesmo tempo em que esse sistema deve atuar rapidamente para manter a estabilidade da máquina durante uma falta, uma resposta rápida deste pode reduzir a capacidade da máquina em absorver as oscilações, levando-a a instabilidade, em especial, nas redes com características de geração distribuída, com menor capacidade de curto-circuito e baixa relação X/R.

Nas simulações apresentados no Capítulo 4 deste trabalho, como a abertura angular é um critério de análise de estabilidade, a mesma foi utilizada como critério de parada da simulação se:

- O ângulo obtido após a aplicação da falta fosse igual a  $180^\circ$  e se, após a eliminação da falta, ocorresse uma variação de  $180^\circ$  para  $-180^\circ$  por duas vezes consecutivas. Nesse caso a instabilidade do sistema simulado havia sido atingida, o que pode também ser comprovado pelo desvio da velocidade rotórica, através da perda do sincronismo da máquina síncrona.

A excursão de  $180^\circ$  a  $-180^\circ$  é uma característica do modelo da máquina síncrona no *SIMPOWERSYSTEM* do MATLAB. Apenas como ilustração, existem programas, como por exemplo, o *POWER SYSTEM SIMULATOR FOR ENGINEERING - PSS/E<sup>TM</sup>* da *SIEMENS*, que permitem excursões entre  $200^\circ$  e  $-200^\circ$ .

Para exemplificar os casos em que não ocorreu a perda de estabilidade, apresenta-se na Figura 3.3 o comportamento da abertura angular do gerador síncrono para um tempo de eliminação de falta igual a 160 milissegundos. A partir do cenário de operação em paralelo descrito na seção 3.2.1 deste capítulo e para todos os sistemas de excitação estudados, foi aplicada uma falta trifásica em  $t = 15,0$  segundos e eliminada em  $t = 15,16$  segundos.



**Figura 3.3-** Comportamento de abertura angular para cada tipo de excitação com tempo de eliminação de falta de 160 milissegundos.

A Figura 3.3 mostra um comportamento similar do máximo ângulo pós-falta para os modelos DC1A, AC1A e ST1A, todos próximos de  $75^\circ$ . O modelo ST2A apresentou o menor ângulo pós-falta entre todos, em torno de  $70^\circ$ . Pode ser notado também que o ângulo do rotor apresenta menos oscilações para o sistema ST1A, a qual é explicada pelas suas baixas constantes de tempo.

Esta análise é feita para todos os estudos propostos, levando-se em consideração o parâmetro investigado e o sistema de excitação simulado. Os resultados são mostrados no Capítulo 4 deste trabalho.

### 3.10 - ANÁLISE DA TAXA DE AMORTECIMENTO

A taxa de amortecimento do gerador pode ser obtida a partir do desvio de velocidade do rotor. Quanto maior a taxa de amortecimento menor será o tempo necessário para que as oscilações causadas por um distúrbio na rede cessem. Segundo a referência [4], essas oscilações podem ser aproximadas por um sistema de segunda ordem e sua solução genérica é apresentada conforme equação 3.6:

$$x(t) = X_0 e^{-\zeta w_n t} \cos(\sqrt{1-\zeta^2} w_n t - \Phi_0) = X_0 e^{-\zeta w_n t} \cos(w_d t - \Phi_0) \quad (3.6)$$

Onde  $w_n$  é a frequência natural do sistema. A frequência do amortecimento  $w_d$  que também é influenciada pela taxa de amortecimento, é dada por:

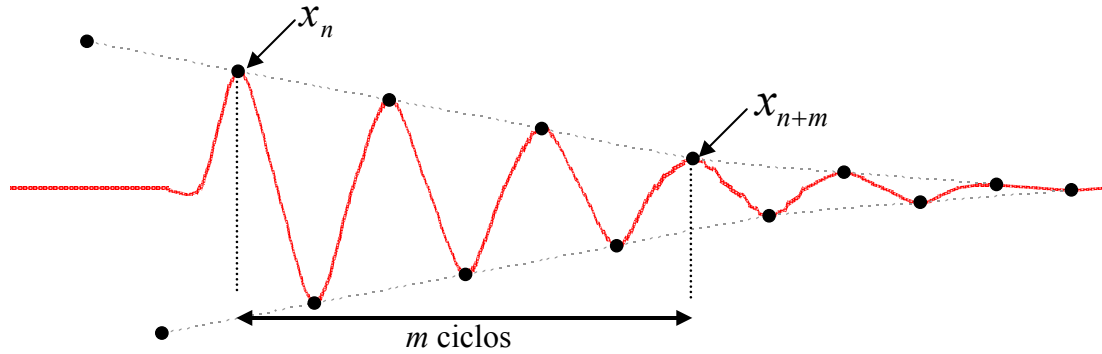
$$w_d = w_n \sqrt{1-\zeta^2} \quad (3.7)$$

Assim, para estimar a taxa de amortecimento do desvio de velocidade, foi usado o *método do decremento logarítmico* [4]. O cálculo da taxa de amortecimento  $\zeta$  através deste método é feito a partir da relação entre dois pontos na curva de resposta do sistema (que neste trabalho é o desvio da velocidade rotórica) distantes entre si por  $m$  ciclos, conforme ilustra a Figura 3.4. Desta forma, por estarem os pontos  $x_1$  e  $x_2$  distantes um do outro por apenas um ciclo, tem-se:

$$\frac{x_1}{x_2} = \frac{X_0 e^{-\zeta w_n t_1} \cos(w_d t_1 - \Phi_0)}{X_0 e^{-\zeta w_n t_2} \cos(w_d t_2 - \Phi_0)} \quad (3.8)$$

$$t_2 = t_1 + \tau_d = t_1 + \frac{2\pi}{w_d} \quad (3.9)$$

$$\cos(w_d t_2 - \Phi_0) = \cos(2\pi + w_d t_1 - \Phi_0) = \cos(w_d t_1 - \Phi_0) \quad (3.10)$$



**Figura 3.4 - Método do Decremento Logarítmico**

Isso faz com que o decremento logarítmico entre dois picos sucessivos seja:

$$\delta = \ln\left(\frac{x_1}{x_2}\right) = \ln\left(\frac{e^{-\zeta w_n t_1}}{e^{-\zeta w_n t_1 + \tau_d}}\right) = \ln(e^{\zeta w_n \tau_d}) = \zeta w_n \tau_d \quad (3.11)$$

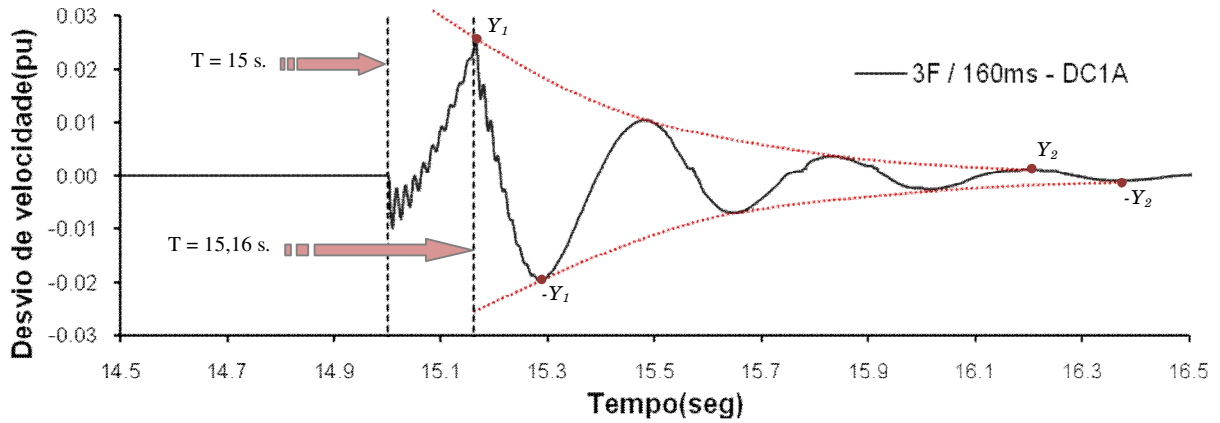
Substituindo  $w_d = w_n \sqrt{1 - \zeta^2}$  e  $\tau_d = \frac{2\pi}{w_d}$  na equação 3.11, obtém-se:

$$\zeta = \frac{\delta}{\sqrt{4\pi^2 + \delta^2}} \quad (3.12)$$

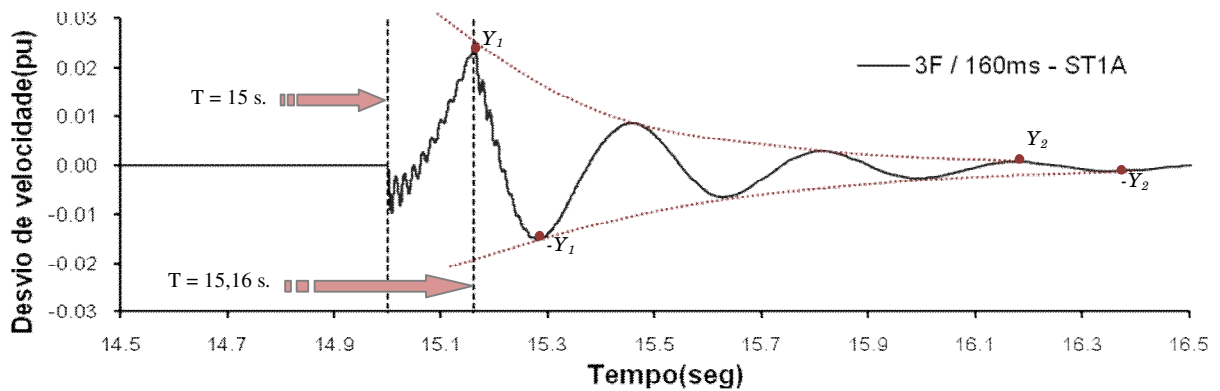
A precisão na estimativa da taxa de amortecimento pode ser melhorada se utilizarmos picos distantes entre si por mais um ciclo. Com isso, tem-se:

$$\delta = \frac{1}{m} \ln\left(\frac{x_n}{x_{n+m}}\right) \quad (3.13)$$

Onde  $m$  é o número de ciclos entre  $x_n$  e  $x_{n+m}$ . Para exemplificar, nas Figuras 3.5 e 3.6 apresenta-se o comportamento do desvio da velocidade rotórica para um tempo de eliminação de falta de 160 milissegundos. A falta foi aplicada uma falta em  $t = 15,0$  segundos e eliminada em  $t = 15,16$  segundos para os modelos IEEE DC1A e ST1A.



**Figura 3.5** – Comportamento do desvio de velocidade rotórica para o modelo IEEE DC1A com tempo de eliminação de falta 3Ø de 160 milissegundos



**Figura 3.6** – Comportamento do desvio de velocidade rotórica para o modelo IEEE ST1A com tempo de eliminação de falta 3Ø de 160 milissegundos.

A partir dos comportamentos apresentados nas Figuras 3.5 e 3.6, são calculadas as taxas de amortecimento para os sistemas DC1A e ST1A. Da equação 3.13, dos pontos  $Y_1$ ,  $-Y_1$ ,  $Y_2$ ,  $-Y_2$  e do número de ciclos, pode-se calcular o decremento  $\delta$  e a taxa de amortecimento por envoltória,  $\zeta$ . A taxa final de amortecimento,  $\zeta_F$ , será a média aritmética entre as taxas das envoltórias positiva e negativa. Os resultados são mostrados na Tabela 3.5.



Sistema	Pontos	Desvio Rotórico (p.u.)	Ciclos m	Decremento Logarítmico $\delta$	Amortecimento $\zeta$ por envoltória	Taxa final de Amortecimento $\zeta_F$
IEEE DC1A	$Y_1$	0,02565	3	0,99442	0,15632	0,1582
	$Y_2$	0,00129				
	$-Y_1$	-0,01957	3	1,01911	0,16011	
	$-Y_2$	-0,00092				
IEEE ST1A	$Y_1$	0,02555	3	1,18508	0,18534	0,1611
	$Y_2$	0,00073				
	$-Y_1$	-0,01525	3	0,86745	0,13676	
	$-Y_2$	-0,00113				

**Tabela 3.5** – Taxa de amortecimento de velocidade rotórica – *IEEE DC1A e ST1A*

A Tabela 3.5 mostra que a taxa final de amortecimento do modelo IEEE ST1A é maior que a do modelo DC1A. A rápida resposta deste modelo ST1A devido às baixas constantes de tempo explica esta característica, mostrando uma maior tendência de estabilização, já que configurações com excitatriz, como no caso da DC1A, têm constantes de tempo maior que sistemas estáticos, com estabilização mais lenta após um distúrbio. Pode ser notado também que o primeiro pico negativo do desvio de velocidade rotórica ( $-Y_1$ ) atinge valor menor (em módulo) na configuração ST1A, comprovando que o regulador de tensão já atua rapidamente para controlar o distúrbio.

Os resultados no Capítulo 4 deste trabalho mostram esta forma de análise sendo utilizada para todos os estudos propostos, levando-se em consideração o parâmetro investigado e o sistema de excitação simulado.

### 3.11 - ANÁLISE DO PERFIL DE TENSÃO TERMINAL DO GERADOR

Durante um distúrbio, seja ele referente a um curto-circuito ou mesmo a uma variação abrupta de carregamento da rede, o sistema de excitação deve atuar para manter os níveis de potência reativa em patamares aceitáveis, de modo que as tensões no sistema de distribuição não violem os limites estabelecidos pela concessionária. Para casos em que a máquina opera isolada da rede, a manutenção da tensão terminal do gerador é de responsabilidade exclusiva do seu sistema de excitação.

Segundo [20], além das características construtivas da máquina síncrona, outros fatores podem contribuir para que problemas no perfil de tensão terminal ocorram, como:

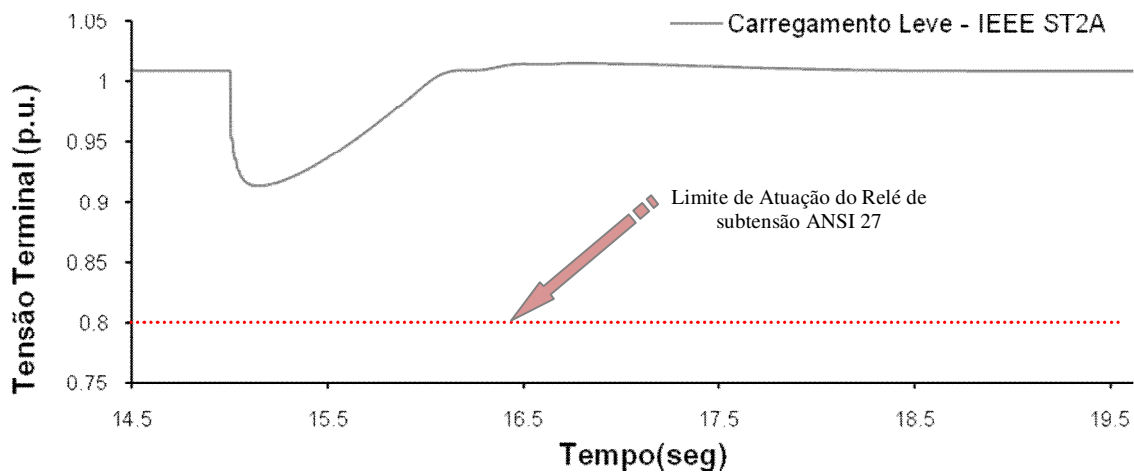
- Características das cargas;
- Limitadores dos sistemas de excitação;
- Características de compensação de potência reativa;
- Atuação de transformadores com mudança de tap's sob carga.

A fim de se investigar o comportamento dos diversos sistemas de excitação utilizados neste trabalho, o perfil de tensão da máquina síncrona foi analisado para diversos carregamentos, nos seguintes casos:

- Caso base no cenário de operação em paralelo descrito na seção 3.2.1 deste capítulo com aplicação de carga dinâmica (motor assíncrono) leve e pesada;
- Caso base de operação isolada descrito na seção 3.2.2 deste capítulo com aplicação de carga dinâmica (motor assíncrono) leve e pesada;
- Atuação de suposta proteção ANSI 27 (subtensão) em 0,80 p.u. da tensão terminal.

A seguir, apresenta-se na Figura 3.7 um exemplo de comportamento da tensão terminal do gerador síncrono em tomada de carga leve (1,5 MVA) para a configuração ST2A, a partir

do cenário de operação isolada descrito na seção 3.2.2. No momento da tomada de carga houve ligeira queda da tensão para aproximadamente 0,9 p.u. da tensão nominal (13,8 kV), mas em aproximadamente 1,0 segundo o perfil de tensão foi estabelecido para o valor anterior à tomada de carga. Pode-se verificar também que este nível de tensão foi restabelecido sem que houvesse sobretensão, indicando correta parametrização do regulador. Além disso, não houve atuação da proteção ANSI 27 por subtensão, já que a tensão não caiu abaixo de 0,8 p.u. da tensão nominal.



**Figura 3.7** – Comportamento da tensão terminal em carregamento leve para o modelo IEEE ST2A – Caso de operação isolada

Os resultados no Capítulo 4 deste trabalho mostram esta forma de análise sendo utilizada para os estudos de perfil de tensão propostos, levando-se em consideração o valor de carregamento, o cenário e o sistema de excitação simulado.

### 3.12 - ANÁLISE DE CUSTO

Com diversos fabricantes de sistemas de excitação disponíveis no mercado, fica impraticável que uma análise técnica seja feita de forma isolada a uma análise comercial. O resultado destas duas análises em conjunto determina a melhor solução a ser aplicada em todos os casos. Desta forma, com o objetivo de complementar as análises técnicas propostas, uma análise de custo foi realizada para os sistemas de excitação deste trabalho, seguindo as seguintes premissas:

- O preço médio de uma máquina síncrona real de 18,75 MVA foi considerado;
- Os preços médios dos sistemas de excitação foram obtidos;
- Os sistemas de excitação foram considerados como simples canal, ou seja, sem redundância de controle;
- A parte de potência de cada sistema de excitação formada por conjunto de ponte retificadora, disjuntor de campo e proteção de sobretensão no rotor também foi considerada sem redundância;

Os resultados desta análise são discutidos no Capítulo 4 deste trabalho levando em consideração as porcentagens de preço de cada sistema de excitação em relação ao preço da máquina síncrona, assim como a composição de preço de cada um em relação a seus componentes, horas de engenharia, gerenciamento, fabricação, testes e custo com entrega.

## **CAPÍTULO 04**

### **ANÁLISE DOS RESULTADOS OBTIDOS**

#### **4.1 - INTRODUÇÃO**

O objetivo deste capítulo é analisar os resultados obtidos através das simulações e metodologias apresentadas no Capítulo 3. Os aspectos analisados são: o tempo crítico de eliminação da falta, a potência crítica injetada pelo gerador, o nível de curto-circuito no ponto de conexão entre o sistema de distribuição e a rede de subtransmissão e a relação X/R das linhas de distribuição. Estes parâmetros foram analisados levando-se em conta a abertura angular do gerador e a taxa de amortecimento da velocidade do rotor. Por fim, os aspectos relacionados ao perfil de tensão terminal dos geradores nas situações de operação em paralelo e operação isolada serão discutidos.

#### **4.2 - TEMPO CRÍTICO**

Segundo [7], nas redes de distribuição do estado de São Paulo, o tempo de eliminação de falta está entre 200 a 500 milissegundos. O tempo de crítico de eliminação de falta é definido como o tempo que um gerador pode suportar uma falta em seus terminais sem que a sua estabilidade seja perdida. O tempo crítico também pode ser definido como o tempo máximo para que a proteção atue eliminando a falta da rede, sem perda de sincronismo do gerador. Para encontrar o tempo crítico de eliminação de falta, o caso base descrito na seção 3.2.1 foi utilizado. As principais características deste cenário são:

- Potência de curto-circuito no ponto de interconexão com o sistema de subtransmissão (138 kV) de 3.500 MVA;
- Freqüência da rede em 60 Hz;

- Relação X/R das linhas em 3,0;
- Nenhuma carga alocada a não ser a impedância equivalente do modelo do sistema elétrico;
- Potência do gerador síncrono em 18,75 MW;
- Reguladores de tensão em modo automático de tensão.
- Falta trifásica aplicada próxima aos terminais da máquina síncrona;
- Tempo de eliminação de falta variando em passos de 0,001 segundo entre uma simulação e outra; demais parâmetros fixos.

Através de simulações sucessivas, o tempo crítico foi obtido para cada tipo de sistema de excitação avaliado. O critério de parada das simulações levou em consideração a análise de abertura angular segundo a seção 3.9 desta dissertação. A análise de estabilidade através da verificação da abertura angular para diferentes tempos de eliminação de falta será mostrada na seção 4.5 deste capítulo, onde será avaliado o comportamento de todos os sistemas de excitação. Os tempos obtidos nos casos estudados estão apresentados na Tabela 4.1.

<b>Sistema de Excitação</b>	<b>IEEE DC1A</b>	<b>IEEE AC1A</b>	<b>IEEE ST1A</b>	<b>IEEE ST2A COMP</b>
<b>Tempo Crítico</b>	243 ms.	242 ms.	241 ms.	258 ms.

**Tabela 4.1** - Valores dos tempos críticos para cada tipo de excitação

Pode ser notado na Tabela 4.1 que os valores obtidos para os tempos críticos foram baixos, mas segundo a referência [7], ainda se encontram dentro do intervalo característico de sistemas de distribuição no estado de São Paulo, de onde os cenários foram obtidos. Como a falta foi aplicada a uma distância elétrica pequena dos terminais da máquina síncrona, a impedância característica desta falta pode assumir valores muito baixos, levando a máquina à perda de estabilidade com baixos valores de tempo crítico. Tal efeito é citado pela referência [1] para cenário similar ao utilizado nesta seção, onde tempos de

eliminação da ordem de 10 ciclos (168 milissegundos) foram encontrados para faltas na vizinhança elétrica da máquina síncrona.

Um comportamento semelhante foi verificado nas configurações IEEE DC1A, IEEE AC1A e IEEE ST1A para o cenário estudado. Apesar das baixas constantes do modelo ST1A, as quais poderiam atuar no sentido de uma rápida resposta do regulador ao distúrbio, dando margem à perda de estabilidade com um tempo crítico maior que as outras configurações, isto não foi verificado. Novamente, isto pode ser explicado pela proximidade elétrica da falta em relação aos terminais da máquina. O tempo crítico foi similar nas três configurações.

O tempo crítico obtido para a configuração ST2A foi aproximadamente um ciclo maior que o tempo obtido nas demais configurações. A referência [29] confirma este efeito, citando casos onde faltas, próximas aos terminais da máquina síncrona, foram aplicadas para sistema de excitação composto e, posteriormente, para sistema estático não composto, resultando em tempos críticos de eliminação de falta muito próximos para ambas.

### 4.3 - POTÊNCIA CRÍTICA

A potência crítica é definida como a máxima potência ativa que uma máquina síncrona pode injetar em um ponto de rede sem que a sua estabilidade seja perdida no caso da ocorrência de uma falta na rede ou nas proximidades desta máquina [1], [20]. Para que a potência crítica fosse encontrada, o caso base descrito na seção 3.2.1 foi utilizado. Os principais parâmetros deste cenário são:

- Potência de curto-circuito no ponto de interconexão com o sistema de subtransmissão (138 kV) de 3.500 MVA;
- Frequência da rede em 60 Hz;
- Relação X/R das Linhas em 3,0;
- Nenhuma carga alocada a não ser a impedância equivalente do modelo do sistema Elétrico;

- Potência do Gerador Síncrono em 18,75 MW;
- Reguladores de tensão em modo automático de tensão.
- Falta trifásica aplicada próxima aos terminais da máquina síncrona;
- Tempo de Eliminação de falta em 200 milissegundos;
- Potência injetada pela máquina síncrona no sistema de distribuição variando em passos de 10 kW entre uma simulação e outra; demais parâmetros fixos.

Através de simulações sucessivas para cada sistema de excitação, a potência crítica foi obtida. A análise de abertura angular obtida conforme a seção 3.9 desta dissertação foi utilizada como critério de parada das simulações. Os resultados dos estudos realizados estão apresentados a seguir na Tabela 4.2.

<b>Sistema de Excitação</b>	<b>IEEE DC1A</b>	<b>IEEE AC1A</b>	<b>IEEE ST1A</b>	<b>IEEE ST2A COMP</b>
<b>Potência Crítica</b>	22,2 MW	22,1 MW	22,1 MW	23,8 MW

**Tabela 4.2** – Valores das potências críticas para cada tipo de excitação, com tempo de eliminação de falta de 200 milissegundos.

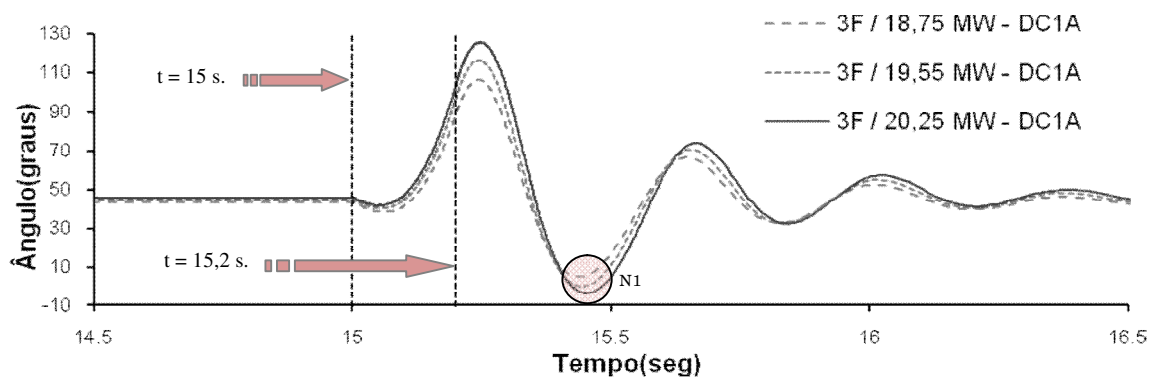
Pode ser notado através da Tabela 4.2 que os valores obtidos para as potências críticas nas configurações DC1A, AC1A e ST1A foram similares, com a máquina síncrona perdendo a estabilidade praticamente com o mesmo valor de potência injetada na rede de distribuição para as três configurações. Este valor representou 18% a mais que a capacidade nominal da máquina utilizada nas simulações, que é de 18,75 MVA. A configuração ST2A apresentou uma capacidade maior de injeção de potência na rede, com um valor de 1,7 MW a mais que as outras configurações. Isto representa 27% a mais da capacidade nominal da máquina utilizada.

Como um dos critérios de análise foi a de se negligenciar a capacidade construtiva da máquina, a qual varia entre 0,95 a 1,05 p.u. segundo os fabricantes, esta capacidade de injetar uma potência superior que a configuração ST2A mostrou, não representa uma

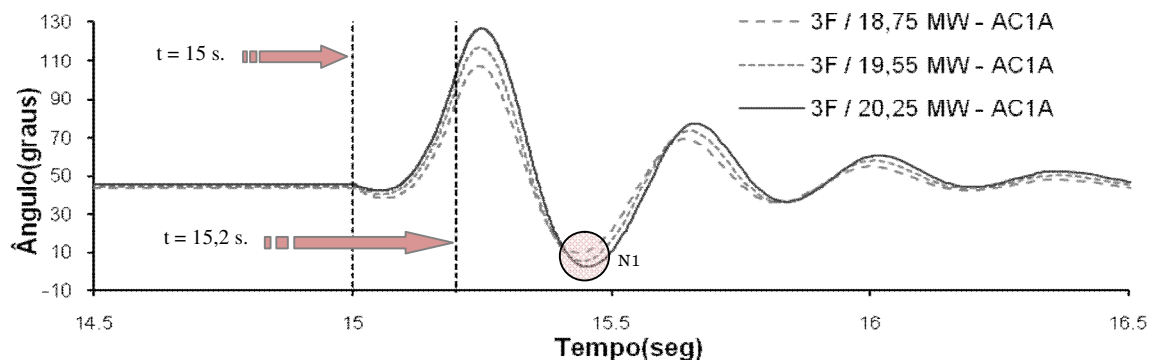


vantagem real perante às outras configurações, pois todas foram capazes de superar o máximo limite construtivo que a máquina síncrona possuía em simulação.

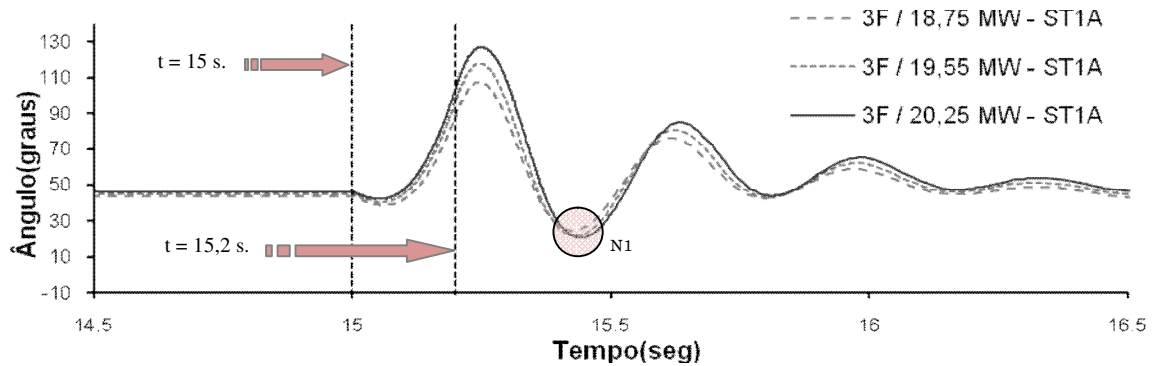
O comportamento de abertura angular da máquina síncrona para diferentes níveis de carregamento também foi observado durante os testes de obtenção da potência crítica. Como exemplo, os níveis de carregamento para cada sistema de 18,75 MW, 19,55 MW e 20,25 MW são mostrados nas Figuras 4.1 a 4.4. A falta foi aplicada em  $t = 15,0$  segundos e eliminada em  $t = 15,2$  segundos.



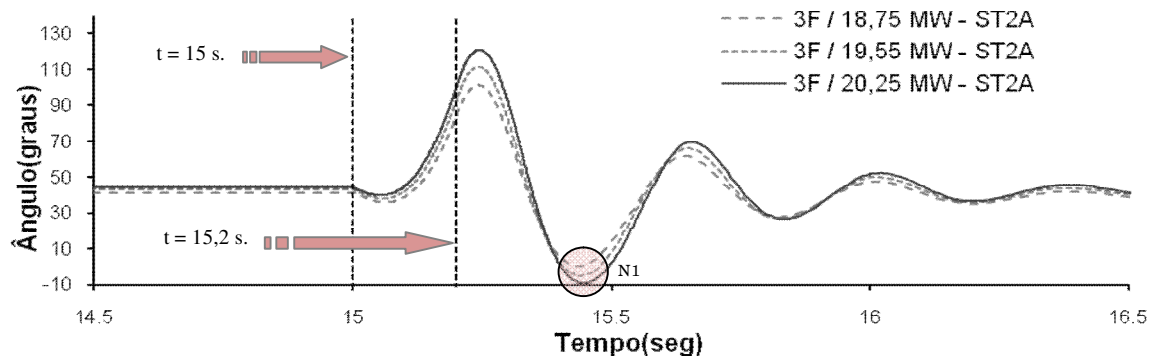
**Figura 4.1** – Comportamento do ângulo com o nível de carregamento da máquina síncrona para uma falta 3Ø de 200 milissegundos – IEEE DC1A



**Figura 4.2** – Comportamento do ângulo com o nível de carregamento da máquina síncrona para uma falta 3Ø de 200 milissegundos – IEEE AC1A

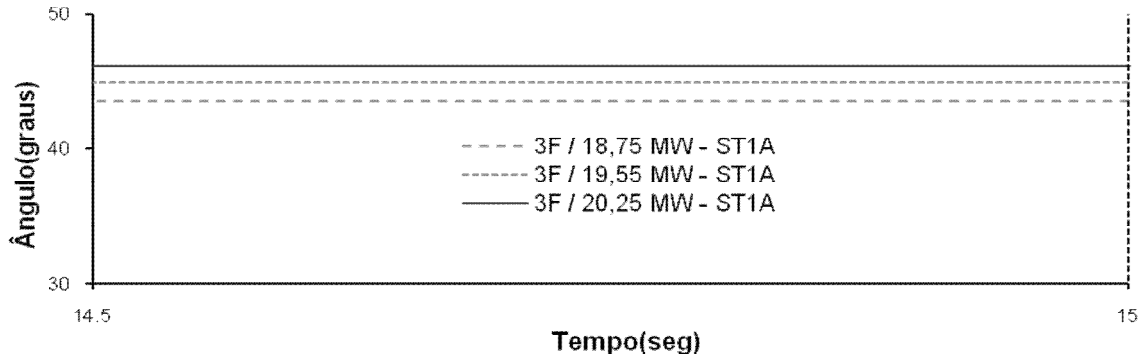


**Figura 4.3** – Comportamento do ângulo com o nível de carregamento da máquina síncrona para uma falta 3Ø de 200 milissegundos – IEEE ST1A



**Figura 4.4** – Comportamento do ângulo com o nível de carregamento da máquina síncrona para uma falta 3Ø de 200 milissegundos – IEEE ST2A

As Figuras 4.1 a 4.4 mostraram ângulos pré-falta similares para todas as configurações para o mesmo nível de carregamento em MW. Também mostraram que à medida que o carregamento da máquina síncrona crescia maior era o valor do ângulo pré-falta, para todas as configurações. Segundo as referências [1] e [20], estes resultados eram esperados, pois para enviar a potência ativa da máquina síncrona para o sistema de distribuição é necessário aumentar a abertura angular da máquina. A Figura 4.5 mostra em detalhes o comportamento do ângulo nos três carregamentos usados para a configuração ST1A.



**Figura 4.5** – Comportamento do ângulo pré-falta da máquina síncrona com o nível de carregamento – escala ampliada de ângulo – IEEE ST1A

Em relação ao ângulo pós-falta, as figuras mostram para todas as configurações de sistemas de excitação que quanto maior a potência ativa injetada na barra pela máquina síncrona, maior o valor deste ângulo. Pode ser verificado também nas figuras que o ângulo pós-falta apresentou valor similar para as configurações DC1A, AC1A e ST1A. Estes ângulos ficaram em torno de  $110^\circ$  para o carregamento de 18,75 MW,  $120^\circ$  para 19,55 MW e  $130^\circ$  para o maior carregamento do exemplo, 20,25 MW. Já para a configuração ST2A, este ângulo se apresentou discretamente menor em todos os níveis de carregamento;  $100^\circ$  para o carregamento de 18,75 MW,  $110^\circ$  para 19,55 MW e  $120^\circ$  para o carregamento de 20,25 MW, mostrando comportamento satisfatório em relação ao ângulo pós falta.

A configuração ST1A, a partir da primeira oscilação negativa N1, foi a que atuou de forma mais efetiva no sentido de estabilizar a máquina, como pode ser visto nas Figuras 4.1 a 4.4. Para todos os níveis de carregamento esta configuração apresentou o menor decaimento dos valores de ângulo na envoltória negativa, seguindo uma tendência mais rápida de estabilização. Esta resposta já era esperada, pois segundo a referência [29], as baixas constantes deste regulador o fazem atuar rapidamente frente a distúrbios.

De uma forma geral, esta configuração ST1A se mostrou bastante eficaz no sentido de atenuar o distúrbio para diferentes níveis de carregamento da máquina síncrona,

apresentando uma resposta mais rápida que as demais configurações independentemente do carregamento da rede.

#### **4.4 - TEMPO DE ELIMINAÇÃO DE FALTA**

O tempo de eliminação de falta é definido como o tempo total para que uma falta seja detectada pelo sistema de proteção e posteriormente isolada. Os resultados apresentados nesta seção foram obtidos a partir de simulações sucessivas no cenário de operação em paralelo da seção 3.2.1. Em cada simulação e segundo o critério estabelecido na seção 3.6 deste trabalho, os tempos de eliminação foram variando em passos de 1,0 milissegundo enquanto os demais parâmetros foram fixados. Para avaliação da estabilidade, foram utilizados os seguintes critérios:

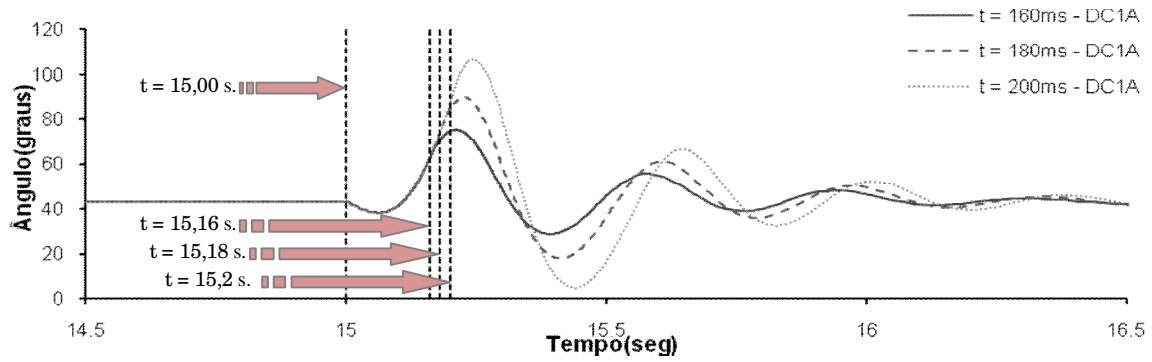
- A análise de abertura angular do gerador;
- A análise da taxa de amortecimento da velocidade do rotor.

Para exemplificar o comportamento do ângulo e do desvio da velocidade rotórico, os seguintes cenários serão apresentados:

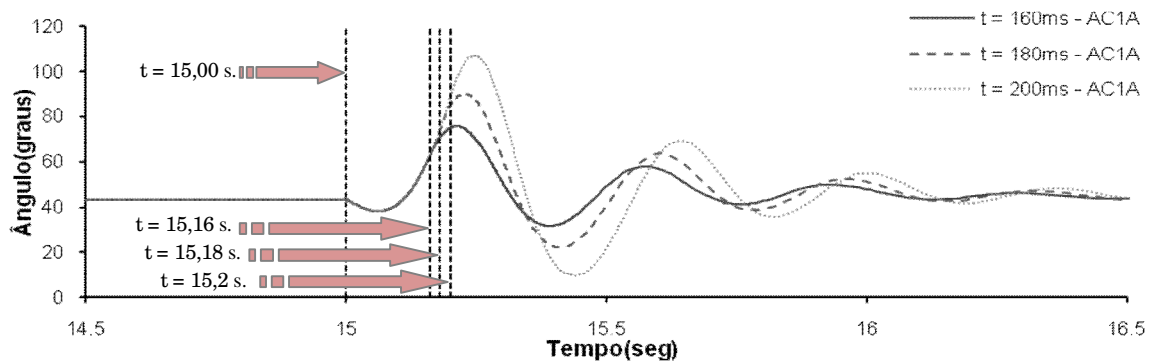
- $T_1$  : Tempo de eliminação de falta de 160 milissegundos;
- $T_2$  : Tempo de eliminação de falta de 180 milissegundos;
- $T_3$  : Tempo de eliminação de falta de 200 milissegundos.

##### **4.4.1- ABERTURA ANGULAR**

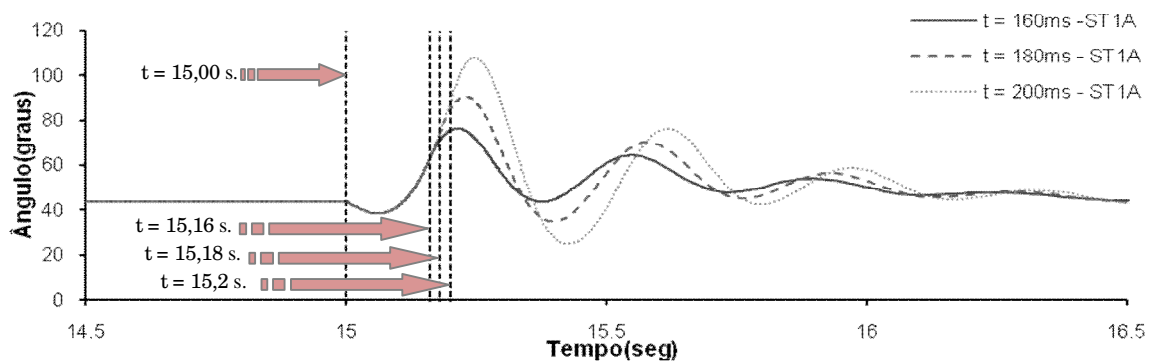
Nas Figuras 4.6 a 4.9 apresenta-se o comportamento dinâmico do ângulo do gerador síncrono considerando-se diferentes tempos de eliminação de uma falta trifásica aplicada na barra terminal do gerador para todos os sistemas de excitação. A falta foi aplicada em  $t = 15,0$  segundos e os tempos de eliminação simulados foram 160, 180 e 200 milissegundos.



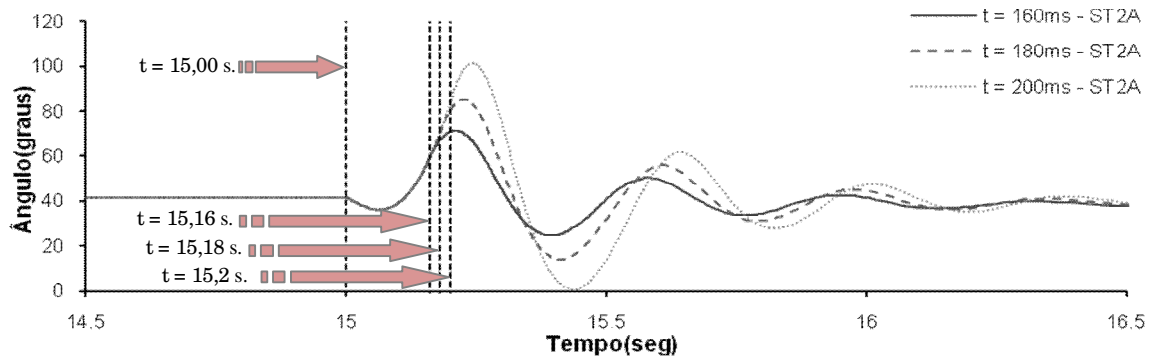
**Figura 4.6** – Comportamento do ângulo da máquina síncrona com tempo de eliminação de falta 3Ø em 160, 180 e 200 milissegundos – IEEE DC1A



**Figura 4.7** – Comportamento do ângulo da máquina síncrona com tempo de eliminação de falta 3Ø em 160, 180 e 200 milissegundos – IEEE AC1A



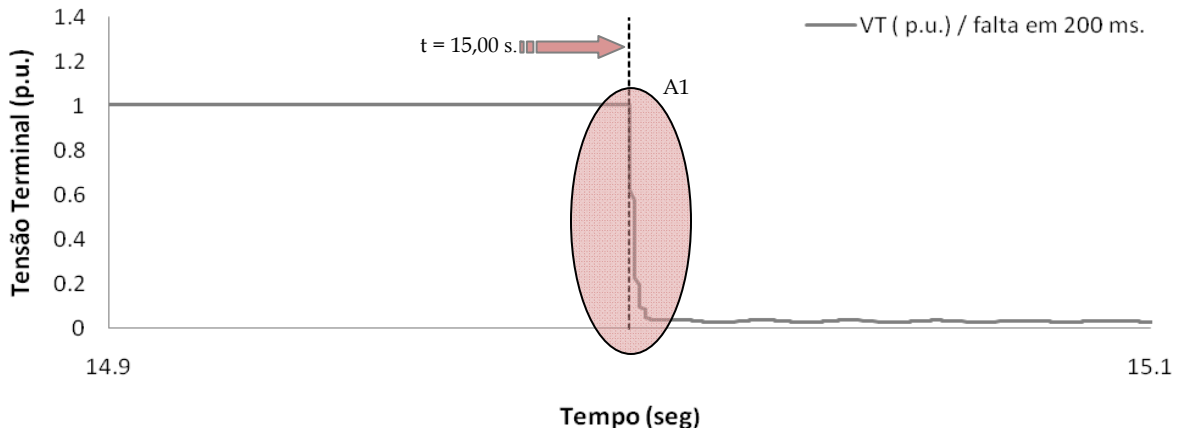
**Figura 4.8** – Comportamento do ângulo da máquina síncrona com tempo de eliminação de falta 3Ø em 160, 180 e 200 milissegundos – IEEE ST1A



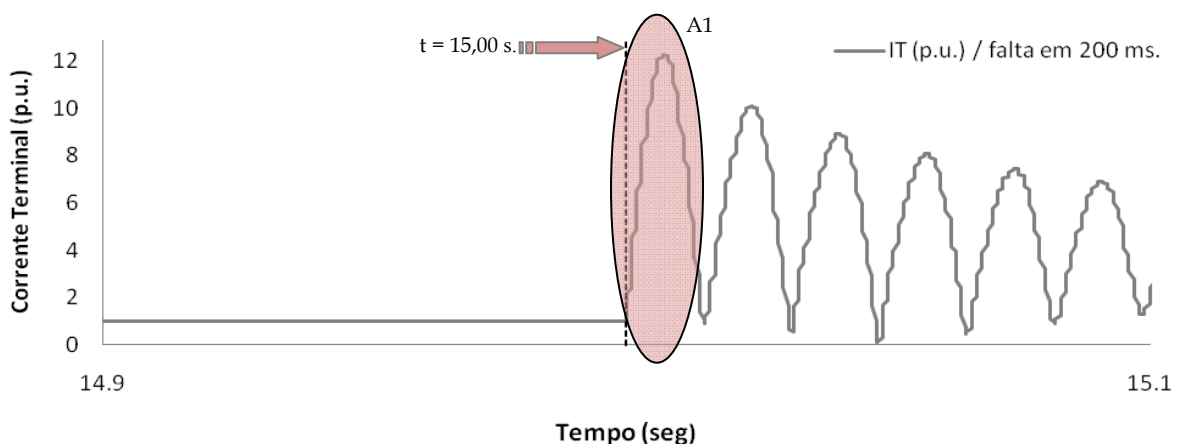
**Figura 4.9** – Comportamento do ângulo da máquina síncrona com tempo de eliminação de falta 3Ø em 160, 180 e 200 milissegundos – IEEE ST2A

Nas figuras é possível observar que quanto maior o tempo de eliminação da falta, maior é a amplitude alcançada pelo ângulo do gerador na primeira oscilação após a falta. Um comportamento similar foi observado para todos os sistemas de excitação estudados. É possível notar também que o ângulo da máquina síncrona diminuiu no instante da aplicação da falta, em todos os gráficos. Este fenômeno é citado na referência [1] e ocorre porque no instante da aplicação da falta, embora a tensão do gerador sofra um afundamento, a contribuição da máquina para a corrente de curto-circuito aumenta em uma proporção maior, levando o gerador a desacelerar. Este efeito pode ser observado nas Figuras 4.10 e 4.11, as quais mostram respectivamente a tensão terminal e corrente terminal da máquina síncrona para a configuração ST2A, com uma falta de 200 milissegundos aplicada em seus terminais.

A falta se inicia em  $t = 15,0$  segundos e é eliminada em  $t = 15,2$  segundos. No momento da aplicação desta falta, representada pela área A1 em ambos os gráficos, a tensão terminal cai em uma proporção muito menor que o aumento da corrente, causando o efeito da desaceleração.



**Figura 4.10** - Tensão terminal da máquina síncrona com tempo de eliminação de falta de 200 milissegundos - IEEE ST2A



**Figura 4.11** - Corrente terminal da máquina síncrona com tempo de eliminação de falta de 200 milissegundos - IEEE ST2A

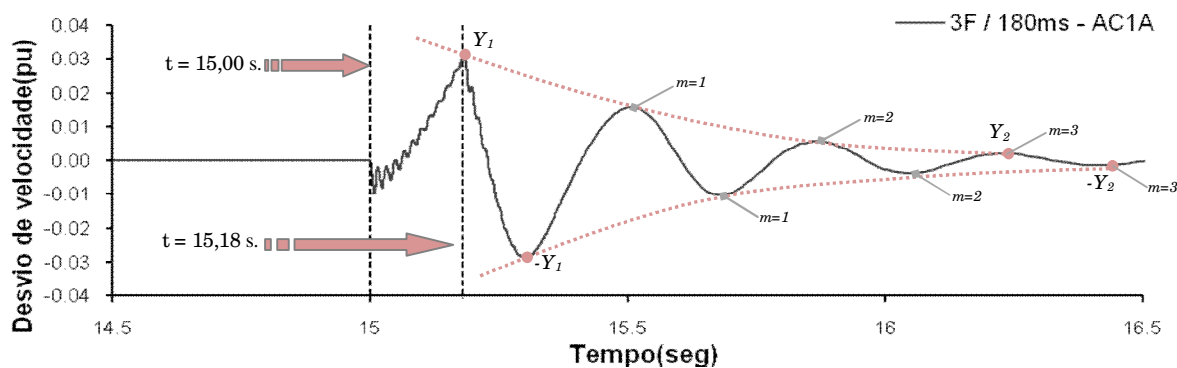
Conforme as Figuras 4.6 a 4.9, o melhor desempenho foi obtido para o sistema de excitação ST1A. Pode ser notado que esta configuração obteve sempre o menor afundamento nos ângulos das oscilações negativas, mostrando uma melhor tendência de estabilização frente ao distúrbio que as outras configurações. Isto se deve mais uma vez às rápidas respostas desta configuração, devido às baixas constantes de tempo se comparadas com as outras configurações [20], [29].

Por fim, observa-se ainda que, independente do tempo de eliminação da falta e do tipo do sistema de excitação estudado, o ângulo da máquina síncrona voltou ao valor pré-falta nos casos mostrados como exemplo, uma vez que não há alteração no carregamento da rede e não houve perda de sincronismo.

#### 4.4.2 – TAXA DE AMORTECIMENTO

A Tabela 4.3 apresenta as taxas de amortecimento da velocidade rotórica do gerador síncrono considerando-se diferentes tempos de eliminação de um falta trifásica aplicada na barra terminal do gerador para todos os sistemas de excitação. A falta foi aplicada em  $t = 15,0$  segundos e os tempos de eliminação simulados foram 160, 180 e 200 milissegundos.

A Figura 4.12 mostra o comportamento do desvio de velocidade da configuração AC1A para um tempo de eliminação de falta de 180 milissegundos. Podem ser vistos os pontos  $Y_1$ ,  $-Y_1$ ,  $Y_2$  e  $-Y_2$  e o número de ciclos  $m$  usados nos cálculos dos índices de amortecimento das envoltórias positiva e negativa. A taxa final de amortecimento  $\zeta_F$  é a média aritmética entre estes dois índices. Os índices são obtidos como segue.



**Figura 4.12** – Comportamento do desvio de velocidade rotórico da máquina síncrona com tempo de eliminação de falta  $3\emptyset$  em 180 milissegundos – IEEE AC1A

Da figura tem-se:



$$\begin{aligned}
Y_1 &= 0,0311 \text{ p.u.} \\
-Y_1 &= -0,0288 \text{ p.u.} \\
Y_2 &= 0,0020 \text{ p.u.} \\
-Y_2 &= -0,0015 \text{ p.u.}
\end{aligned}$$

A partir da equação 3.13 e do número de ciclos  $m$  igual a 3, o decremento logarítmico  $\delta$  para as envoltórias positiva e negativa, é:

$$\delta_+ = \frac{1}{m} \ln\left(\frac{x_n}{x_{n+m}}\right) = \frac{1}{3} \ln\left(\frac{0,0311}{0,0020}\right) = 0,9234 \quad (4.1)$$

$$\delta_- = \frac{1}{m} \ln\left(\frac{x_n}{x_{n+m}}\right) = \frac{1}{3} \ln\left(\frac{-0,0288}{-0,0015}\right) = 0,9876 \quad (4.2)$$

A partir da equação 3.12 obtêm-se as taxas de amortecimento das envoltórias positiva e negativa:

$$\zeta_+ = \frac{\delta}{\sqrt{4\pi^2 + \delta^2}} = \frac{0,9234}{\sqrt{4\pi^2 + 0,9234^2}} = 0,14539 \quad (4.3)$$

$$\zeta_- = \frac{\delta}{\sqrt{4\pi^2 + \delta^2}} = \frac{0,9876}{\sqrt{4\pi^2 + 0,9876^2}} = 0,15527 \quad (4.4)$$

Desta forma, a taxa final de amortecimento  $\zeta_F$  será a média aritmética das taxas de amortecimento das envoltórias positiva e negativa:

$$\zeta_F = \frac{\zeta_+ + \zeta_-}{2} = \frac{0,14539 + 0,15527}{2} = 0,1503 \quad (4.5)$$

A mesma forma de análise foi utilizada para todos os modelos de excitação e os resultados também se encontram na Tabela 4.3.

	t = 160 ms.		t = 180 ms.		t = 200 ms.	
	$\zeta$ por envoltória	Taxa Final $\zeta_F$	$\zeta$ por envoltória	Taxa Final $\zeta_F$	$\zeta$ por envoltória	Taxa Final $\zeta_F$
<b>IEEE DC1A</b>	0,15632	0,1582	0,14366	0,1512	0,13601	0,1484
	0,16011		0,15882		0,11607	
<b>IEEE AC1A</b>	0,15854	0,1566	0,14539	0,1503	0,13776	0,1476
	0,15458		0,15527		0,15746	
<b>IEEE ST1A</b>	0,18534	0,1611	0,16434	0,1539	0,15097	0,1491
	0,13676		0,14343		0,14718	
<b>IEEE ST2A</b>	0,15461	0,1613	0,14286	0,1546	0,13476	0,1505
	0,16804		0,16627		0,16625	

**Tabela 4.3** - Taxa de amortecimento da velocidade rotórica para diferentes tempos de eliminação de falta - Modelos DC1A, AC1A, ST1A e ST2A

Através da Tabela 4.3 pode ser visto que de uma forma geral, à medida que o tempo de eliminação de falta aumenta as taxas finais de amortecimento  $\zeta_F$  diminuem. Este resultado era esperado, pois segundo a referência [1], quanto maior o tempo de eliminação da falta, mais perturbada a máquina síncrona ficará.

As configurações IEEE DC1A e IEEE AC1A apresentaram taxas finais de amortecimento  $\zeta_F$  menores que as configurações ST1A e ST2A para todos os tempos de eliminação de falta, apresentando uma menor capacidade de atenuação das oscilações durante o distúrbio, já que a utilização de excitatrizes nestas configurações contribui para um aumento nas constantes de tempo e, com isso, uma resposta mais lenta na ocorrência de distúrbios.

## 4.5 - NÍVEL DE CURTO-CIRCUITO

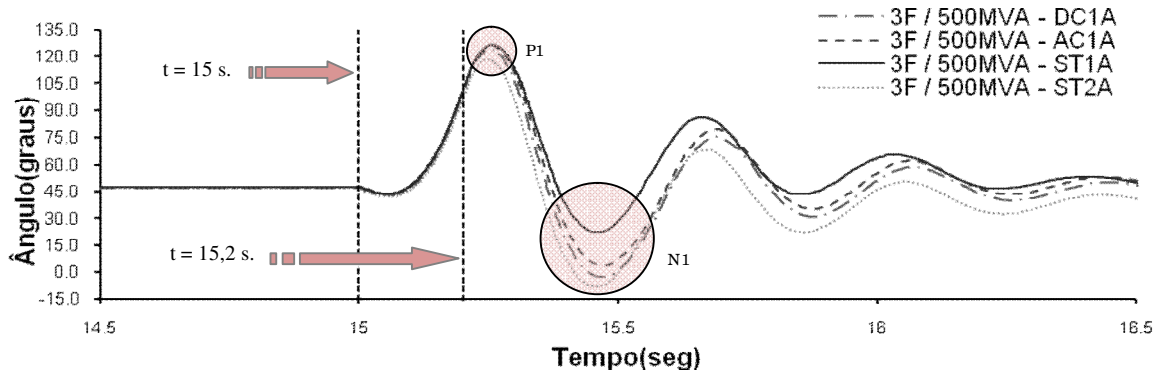
Conforme exposto na seção 3.7 deste trabalho, o nível de curto-circuito no ponto de interconexão entre as redes de subtransmissão e de distribuição define a capacidade do sistema de subtransmissão em limitar os impactos causados por distúrbios na rede de distribuição. Maiores níveis de curto-circuito nesta interconexão significam uma maior contribuição do sistema de subtransmissão no sentido de minimizar a perturbação; auxiliando o sistema de geração distribuído.

Para investigar o comportamento dinâmico da máquina síncrona com as diferentes configurações de excitação, foram realizadas simulações sucessivas no cenário de operação em paralelo da seção 3.2.1. O nível de curto-circuito no ponto de interconexão foi variando enquanto os demais parâmetros foram fixados. Para a avaliação da estabilidade, foram utilizados os critérios de análise de abertura angular do gerador e da taxa de amortecimento da velocidade rotórica. Para exemplificar o comportamento do ângulo e do desvio da velocidade rotórico, os seguintes cenários foram estudados:

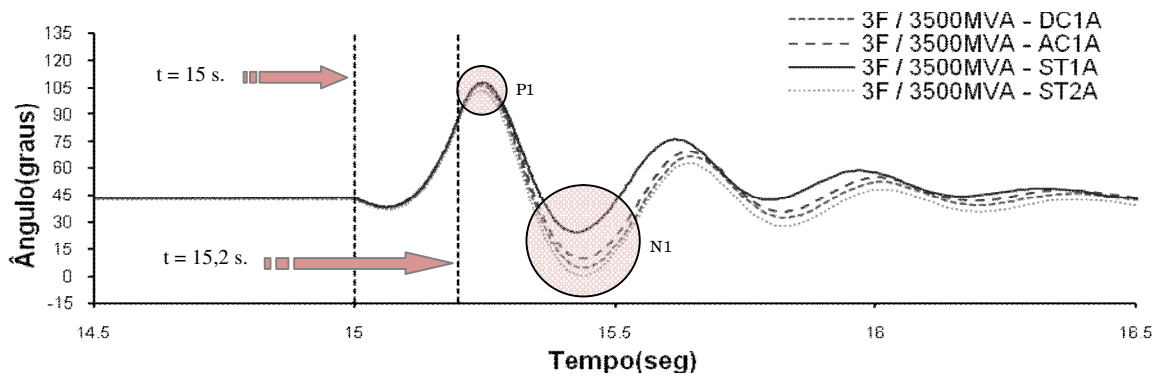
- $S_{K1}$  : Potência de curto-circuito de 9.500 MVA;
- $S_{K2}$  : Potência de curto-circuito de 3.500 MVA;
- $S_{K3}$  : Potência de curto-circuito de 500 MVA;

### 4.5.1 - ABERTURA ANGULAR

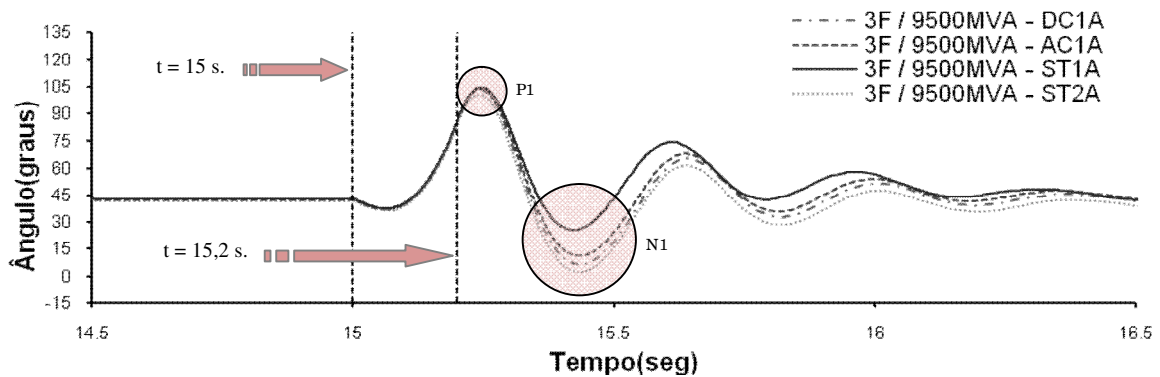
As Figuras 4.13 a 4.15 apresentam o comportamento dinâmico do ângulo do gerador síncrono considerando diferentes níveis de curto-circuito, para uma falta trifásica de 200 milissegundos de duração aplicada na barra terminal do gerador para todos os sistemas de excitação. A falta foi aplicada em  $t = 15,0$  segundos e eliminada em  $t = 15,2$  segundos.



**Figura 4.13** – Comportamento do ângulo do gerador para nível de C.C. = 500MVA



**Figura 4.14** – Comportamento do ângulo do gerador para nível de C.C. = 3.500MVA



**Figura 4.15** – Comportamento do ângulo do gerador para nível de C.C. = 9.500MVA

Nas Figuras 4.13 a 4.15 é possível observar que quanto menor o nível de curto-circuito maior foi o ângulo máximo pós-falta atingido, aumentando com isso a possibilidade de perda de sincronismo da máquina. Pode ser observado através dos pontos P1 nas figuras que com capacidade de curto-circuito do sistema em 500 MVA, as configurações DC1A, AC1A e ST1A atingiram ângulos de aproximadamente 125° enquanto a configuração ST2A atingiu aproximadamente 120°. Já com a capacidade de curto-circuito em 3.500 MVA e 9.500 MVA, todas as configurações apresentaram ângulos da ordem de 110° e 105°.

Um aspecto interessante é que à medida que a capacidade de curto-circuito do sistema foi aumentando de 3.500 MVA até 9.500 MVA, a relação de decaimento do máximo ângulo pós-falta foi menor do que no intervalo de simulações entre 500 MVA até 3.500 MVA. A primeira relação de decaimento mostra uma diferença angular de aproximadamente 5° (110° - 105°) enquanto esta última mostrou 10° (120° - 110°). Este comportamento era esperado, já que quanto menor o nível de curto-circuito do sistema, maior será a contribuição da máquina para conter a perturbação, o que torna o seu comportamento mais sensível aos impactos causados pelo distúrbio, apresentando então, ângulos pós-falta maiores. A partir da maior capacidade de curto-circuito na interligação entre o sistema distribuído e o sistema de subtransmissão durante as simulações, a máquina síncrona passou a apresentar então menor sensibilidade aos impactos causados pelo distúrbio.

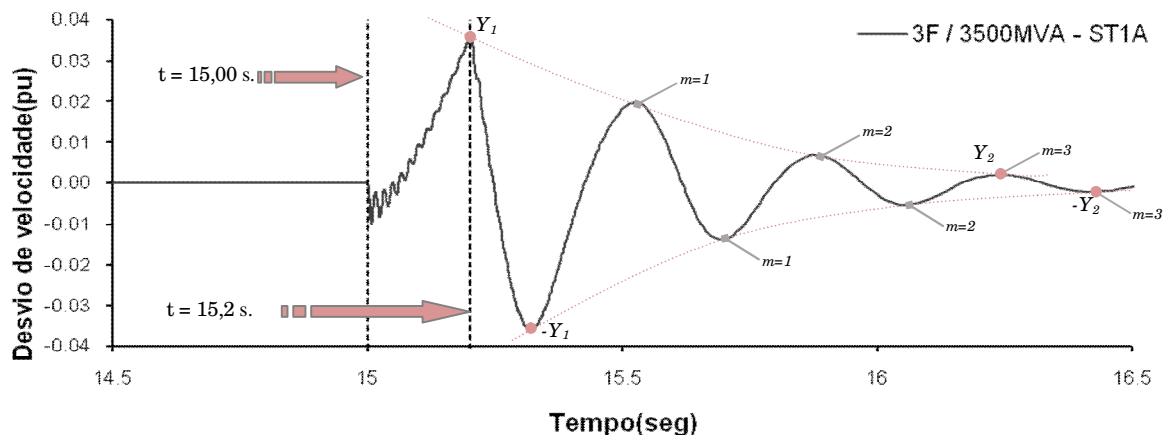
É possível notar também que o ângulo da máquina síncrona diminuiu no instante da aplicação da falta, em todos os casos. Assim como na avaliação do tempo de eliminação de falta da seção 4.4.1, embora a tensão do gerador sofra um afundamento no instante da aplicação da falta, a corrente fornecida para o curto-circuito aumenta em uma proporção maior, levando o gerador a desacelerar.

Mais uma vez a configuração ST1A foi a que teve a resposta mais rápida, devido às suas menores constantes de tempo. É possível observar a partir da primeira oscilação negativa no ponto N1, que esta configuração atingiu um valor de ângulo maior que as outras configurações, seguindo uma tendência mais rápida de estabilização.

#### 4.5.2 – TAXA DE AMORTECIMENTO

A Tabela 4.4 apresenta o desvio de velocidade rotórica do gerador síncrono para diferentes níveis de capacidade de curto-circuito no ponto de interconexão entre o sistema de subtransmissão e distribuição. Uma falta foi aplicada aos terminais da máquina síncrona em  $t = 15,0$  segundos e eliminada em  $t = 15,2$  segundos.

A Figura 4.16 mostra o comportamento do desvio de velocidade da configuração ST1A para uma capacidade de curto-circuito na interligação dos sistemas de 3.500 MVA. Podem ser vistos os pontos  $Y_1$ ,  $-Y_1$ ,  $Y_2$  e  $-Y_2$  e o número de ciclos  $m$  usados nos cálculos dos índices  $\zeta$  de amortecimento da envoltória positiva e negativa, sendo a taxa final de amortecimento  $\zeta_F$  a média aritmética entre estes dois índices.



**Figura 4.16** – Comportamento do desvio de velocidade rotórico da máquina síncrona com capacidade de c.c. de 3.500 MVA – IEEE ST1A

Da figura tem-se:

$$\begin{aligned}
 Y_1 &= 0.0364 \text{ p.u.} \\
 -Y_1 &= -0.0360 \text{ p.u.} \\
 Y_2 &= 0.0020 \text{ p.u.} \\
 -Y_2 &= -0.0022 \text{ p.u.}
 \end{aligned}$$

A partir da equação 3.13 e do número de ciclos  $m$  igual a 3, o decremento logarítmico  $\delta$  para as envoltórias positiva e negativa, é:

$$\delta_+ = \frac{1}{m} \ln\left(\frac{x_n}{x_{n+m}}\right) = \frac{1}{3} \ln\left(\frac{0,0364}{0,0020}\right) = 0,9595 \quad (4.6)$$

$$\delta_- = \frac{1}{m} \ln\left(\frac{x_n}{x_{n+m}}\right) = \frac{1}{3} \ln\left(\frac{-0,0360}{-0,0022}\right) = 0,9349 \quad (4.7)$$

Com o decremento logarítmico por envoltória obtido, tem-se a partir da equação 3.12 a taxa de amortecimento  $\zeta$  das envoltórias positiva e negativa:

$$\zeta_+ = \frac{\delta}{\sqrt{4\pi^2 + \delta^2}} = \frac{0,9595}{\sqrt{4\pi^2 + 0,9595^2}} = 0,15096 \quad (4.8)$$

$$\zeta_- = \frac{\delta}{\sqrt{4\pi^2 + \delta^2}} = \frac{0,9349}{\sqrt{4\pi^2 + 0,9349^2}} = 0,14718 \quad (4.9)$$

Desta forma, a taxa final de amortecimento  $\zeta_F$  será a média aritmética das taxas de amortecimento  $\zeta$  das envoltórias positiva e negativa:

$$\zeta_F = \frac{\zeta_+ + \zeta_-}{2} = \frac{0,15096 + 0,14718}{2} = 0,1491 \quad (4.10)$$

Os resultados para todas as configurações se encontram na Tabela 4.4.

	c.c. = 500 MVA		c.c. = 3.500 MVA		c.c. = 9.500 MVA	
	$\zeta$	Taxa Final	$\zeta$	Taxa Final	$\zeta$	Taxa Final
	por envoltória	$\zeta_F$	por envoltória	$\zeta_F$	por envoltória	$\zeta_F$
IEEE DC1A	0,12004	0,1328	0,13601	0,1484	0,13937	0,1511
	0,14559		0,16070		0,16280	
IEEE AC1A	0,12141	0,1322	0,13777	0,1476	0,14079	0,1504
	0,14291		0,15746		0,15999	
IEEE ST1A	0,13650	0,1377	0,15096	0,1491	0,15352	0,1508
	0,13892		0,14718		0,14799	
IEEE ST2A	0,11789	0,1340	0,13414	0,1506	0,13640	0,1522
	0,15007		0,16715		0,16808	

**Tabela 4.4** - Taxa de amortecimento da velocidade rotórica para diferentes níveis de c.c. do sistema elétrico - Modelos DC1A, AC1A, ST1A e ST2A

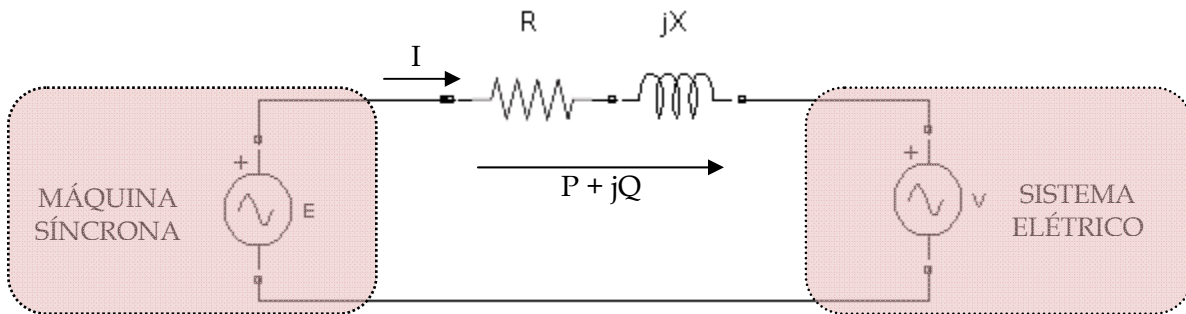
Na Tabela 4.4 pode-se notar o aumento das taxas finais de amortecimento  $\zeta_F$  com o aumento do nível de curto-circuito. Este resultado era esperado, pois segundo a referência [1] quanto maior a possibilidade de contribuição vinda do sistema elétrico no sentido de minimizar a perturbação causada por um distúrbio, menos perturbada a máquina síncrona ficará.

Pode ser visto também que com o menor nível de curto-circuito, ou seja, 500 MVA, a configuração ST1A teve o maior índice. Isso garante a esta configuração uma melhor resposta em sistemas elétricos com menores capacidades de curto-circuito, devido às baixas constantes e rápida resposta dinâmica, exatamente quando a máquina síncrona passou a apresentar então maior sensibilidade aos impactos causados pelo distúrbio.



#### 4.6 - RELAÇÃO X/R

A Figura 4.17 mostra o sistema elétrico da seção 3.9 com uma resistência  $R$  inserida no circuito [20]:



**Figura 4.17** - Fluxo de potência em um sistema elétrico

A potência aparente ( $P + jQ$ ) injetada no sistema elétrico pode ser expressa pela multiplicação da tensão  $E$  da máquina síncrona e do conjugado da corrente que circula para este sistema,  $I^*$ , como segue:

$$S = P + jQ = EI^* \quad (4.11)$$

A relação entre a tensão  $E$  da máquina síncrona e a tensão  $V$  do sistema elétrico, pode ser expressa por:

$$V = E - I(R + jX) \quad (4.12)$$

Isolando a variável da corrente elétrica na expressão 4.11 e substituindo-a na expressão 4.12, tem-se:

$$V = E - \frac{(PR + jQX)}{E} + j \frac{(QR - PX)}{E} \quad (4.13)$$

Utilizando a expressão 4.13 é possível verificar que, diferentemente de sistemas de transmissão, onde as perdas de potência ativa ( $PR$ ) e de potência reativa ( $QR$ ) podem ser desprezadas, pois a reatância  $X$  é muito maior que a resistência  $R$ , em sistemas de distribuição isto não acontece [1], [11] e [19]. Com isso, o sistema de excitação das máquinas síncronas passa a ter influência significativa nas perdas.

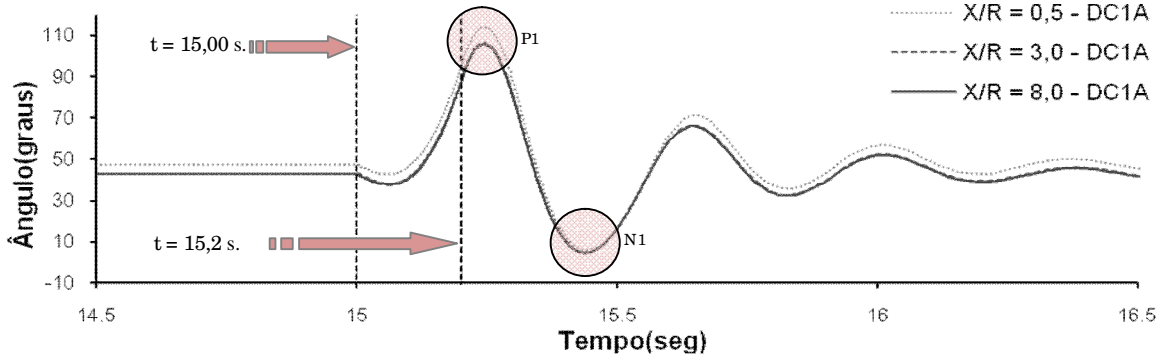
A fim de investigar o comportamento dos diferentes sistemas de excitação com relação ao valor de  $X/R$  do sistema elétrico, simulações sucessivas no cenário de operação em paralelo da seção 3.2.1 foram realizadas, segundo o critério estabelecido na seção 3.6. A relação  $X/R$  foi variada enquanto os demais parâmetros foram fixados. Para avaliação da estabilidade, foi analisado a abertura angular do gerador e a taxa de amortecimento da velocidade rotórica.

Para exemplificar o comportamento do ângulo e do desvio da velocidade rotórico, os seguintes cenários serão apresentados:

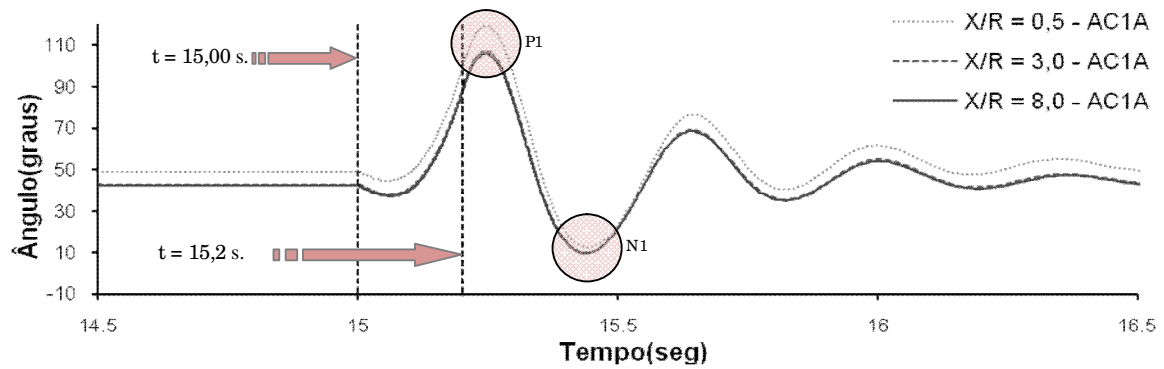
- $X_1$  : Relação  $X/R$  de 8.0 ;
- $X_2$  : Relação  $X/R$  de 3.0;
- $X_3$  : Relação  $X/R$  de 0.5;

#### 4.6.1 - ABERTURA ANGULAR

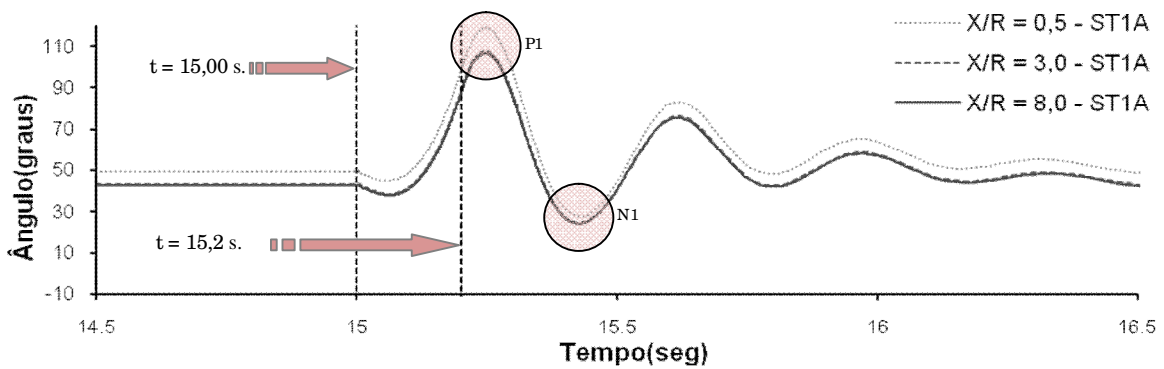
Nas Figuras 4.18 a 4.21 apresenta-se o comportamento dinâmico do ângulo do gerador síncrono considerando-se diferentes níveis de relação  $X/R$  do sistema, para uma falta trifásica de 200 milissegundos de duração aplicada na barra terminal do gerador para todos os sistemas de excitação. A falta foi aplicada em  $t = 15,0$  segundos e eliminada em  $t = 15,2$  segundos.



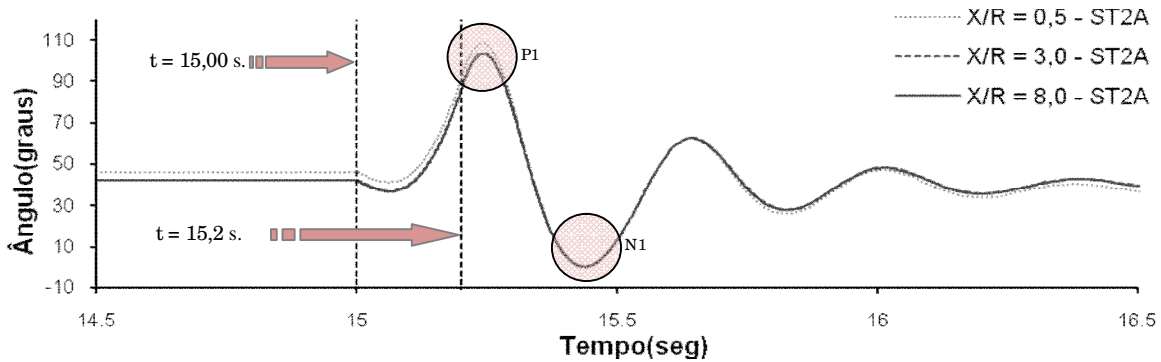
**Figura 4.18** – Comportamento do ângulo da máquina síncrona com níveis de X/ R de 0,5, 3,0 e 8,0 – IEEE DC1A



**Figura 4.19** – Comportamento do ângulo da máquina síncrona com níveis de X/ R de 0,5, 3,0 e 8,0 – IEEE AC1A



**Figura 4.20** – Comportamento do ângulo da máquina síncrona com níveis de X/ R de 0,5, 3,0 e 8,0 – IEEE ST1A



**Figura 4.21** – Comportamento do ângulo da máquina síncrona com níveis de X/ R de 0,5, 3,0 e 8,0 – IEEE ST2A

Por meio da análise das Figuras 4.18 a 4.21, mais especificamente na área P1 de cada figura, pode-se verificar que à medida que a relação X/ R na interligação do sistema de subtransmissão com o sistema de distribuição se torna maior (de 0,5 até o caso base com valor de 3,0), o ângulo máximo pós-falta atingido diminui. Estes resultados já eram esperados, pois segundo a referência [1], o valor de X/ R pode ser interpretado como um índice de robustez do sistema frente a grandes perturbações. Quanto maior for essa relação, melhor será o desempenho dinâmico do sistema.

A partir do crescimento do valor da relação X/ R iniciado no caso base com o valor de 3,0 até o valor de 8,0, foi observado que o ângulo pós-falta praticamente permaneceu no mesmo valor para todas as configurações. Este efeito pode ser considerado como uma piora dinâmica, pois mesmo com a maior capacidade do sistema elétrico em contribuir para um distúrbio, representada pelo aumento do valor da relação X/ R, o ângulo pós-falta não diminuiu. De fato, poderá haver uma tendência de piora dinâmica com um aumento da relação X/ R caracterizado principalmente por uma diminuição do valor de R, conforme cita a referência [1]. Especificamente para o caso deste trabalho, o modelo utilizado para representar o sistema elétrico é representado pelas equações 4.14 e 4.15.

$$L = \frac{(V_{BASE})^2}{S_{CC}} \cdot \frac{1}{2\pi f} \quad (4.14)$$

$$R = \frac{2\pi f L}{X/R} \quad (4.15)$$

Onde:

- $L$  = indutância equivalente do sistema, em (H);  
 $V_{BASE}$  = tensão do sistema, em (kV);  
 $S_{CC}$  = capacidade de curto-circuito do sistema, em (MVA);  
 $f$  = frequência do sistema, em (Hz);  
 $R$  = resistência equivalente do sistema, em ( $\Omega$ )

Por meio das expressões 4.14 e 4.15, verifica-se que para o mesmo valor de  $L$ , com valores constantes da tensão ( $V_{BASE}$ ), da capacidade de curto-circuito do sistema ( $S_{cc}$ ) e da frequência ( $f$ ), tem-se uma diminuição do valor de  $R$  com o aumento da relação  $X/R$ .

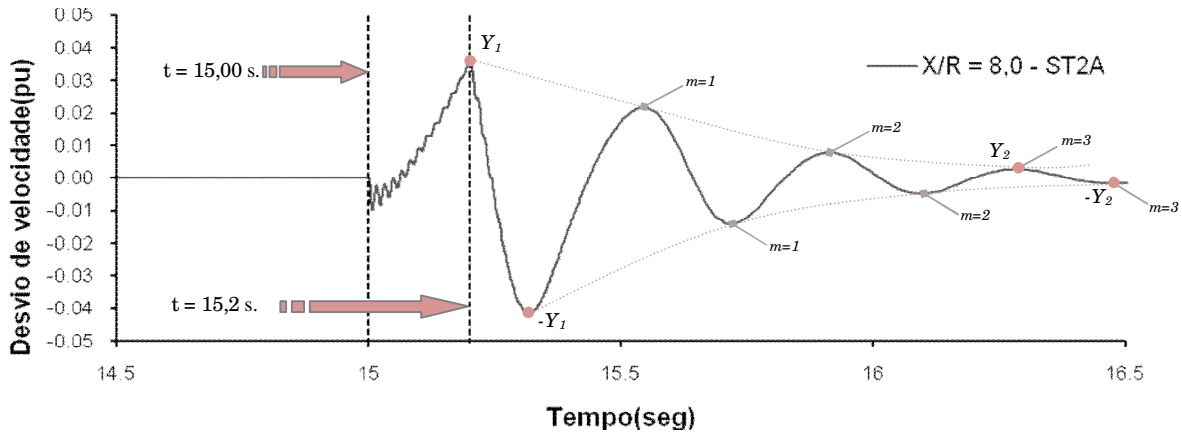
Novamente o efeito da desaceleração do gerador, explicado na seção 4.4.1 deste capítulo e representado pela diminuição do ângulo da máquina logo após a aplicação da falta, foi verificado em todas as configurações.

É interessante notar também que a configuração ST1A mostrou um afundamento menor que todas as outras configurações na primeira oscilação negativa. O maior afundamento pode ser notado nas configurações DC1A e ST2A, com ângulos em torno de  $8^\circ$  e  $0^\circ$ , contra  $10^\circ$  e  $25^\circ$  nas configurações AC1A e ST1A, respectivamente. Porém, já na segunda oscilação, todos os reguladores responderam no sentido de minimizar este efeito, com as configurações apresentando um ângulo em torno de  $30^\circ$ .

#### 4.6.2 - TAXA DE AMORTECIMENTO

A Tabela 4.5 apresenta as taxas de amortecimento da velocidade rotórica do gerador síncrono para diferentes níveis de  $X/R$  do sistema. Uma falta foi aplicada aos terminais da máquina síncrona em  $t = 15,0$  segundos e eliminada em  $t = 15,2$  segundos. O método de

análise descrito na seção 3.10 foi utilizado para obtenção das taxas de amortecimento. A Figura 4.22 mostra o comportamento do desvio de velocidade para a configuração ST2A e uma relação de X/ R de 8,0. Podem ser vistos os pontos Y1, -Y1, Y2 e -Y2 e o número de ciclos  $m$  usados nos cálculos dos índices  $\zeta$  de amortecimento das envoltórias positiva e negativa. A taxa final de amortecimento  $\zeta_F$  é a média aritmética entre estes dois índices.



**Figura 4.22** – Comportamento do desvio de velocidade rotórico da máquina síncrona com X/ R de 8,0 – IEEE ST2A

Da figura tem-se:

$$Y1 = 0,0358 \text{ p.u.}$$

$$-Y1 = -0,0417 \text{ p.u.}$$

$$Y2 = 0,0028 \text{ p.u.}$$

$$-Y2 = -0,0017 \text{ p.u.}$$

E, portanto,

$$\delta_+ = \frac{1}{m} \ln\left(\frac{x_n}{x_{n+m}}\right) = \frac{1}{3} \ln\left(\frac{0,0358}{0,0028}\right) = 0,8491 \quad (4.16)$$

$$\delta_- = \frac{1}{m} \ln\left(\frac{x_n}{x_{n+m}}\right) = \frac{1}{3} \ln\left(\frac{-0,0417}{-0,0017}\right) = 1,0610 \quad (4.17)$$

$$\zeta_+ = \frac{\delta}{\sqrt{4\pi^2 + \delta^2}} = \frac{0,8491}{\sqrt{4\pi^2 + 0,8491^2}} = 0,13392 \quad (4.18)$$

$$\zeta_- = \frac{\delta}{\sqrt{4\pi^2 + \delta^2}} = \frac{1,0610}{\sqrt{4\pi^2 + 1,0610^2}} = 0,16650 \quad (4.19)$$

Desta forma, a taxa final de amortecimento  $\zeta_F$  será:

$$\zeta_F = \frac{\zeta_+ + \zeta_-}{2} = \frac{0,13392 + 0,16650}{2} = 0,1502 \quad (4.20)$$

A mesma forma de análise foi utilizada para todos os modelos de excitação e os resultados se encontram na Tabela 4.5.

	X/R = 0,5		X/R = 3,0		X/R = 8,0	
	$\zeta$ por envoltória	Taxa Final $\zeta_F$	$\zeta$ por envoltória	Taxa Final $\zeta_F$	$\zeta$ por envoltória	Taxa Final $\zeta_F$
<b>IEEE</b>	0,13316	0,1462	0,13601	0,1484	0,13708	0,1495
<b>DC1A</b>	0,15915		0,16070		0,16182	
<b>IEEE</b>	0,13232	0,1433	0,13777	0,1476	0,13820	0,1480
<b>AC1A</b>	0,15436		0,15746		0,15782	
<b>IEEE</b>	0,14924	0,1491	0,15096	0,1491	0,15085	0,1490
<b>ST1A</b>	0,14893		0,14718		0,14708	
<b>IEEE</b>	0,13468	0,1495	0,13414	0,1506	0,13392	0,1502
<b>ST2A</b>	0,16436		0,16715		0,16650	

**Tabela 4.5** - Taxa de Amortecimento da velocidade rotórica para diferentes níveis de X/R do sistema elétrico - Modelos DC1A, AC1A, ST1A e ST2A

A partir da Tabela 4.5 pode-se notar a discreta variação nas taxas de amortecimento dos sistemas de excitação com a variação dos valores de  $X/R$ . Para os sistemas DC1A e AC1A observa-se um pequeno crescimento das taxas de amortecimento com o aumento da relação  $X/R$ . Para a configuração ST1A observa-se que essa taxa permanece praticamente constante para os três valores de  $X/R$ . Por sua vez, a configuração ST2A apresentou também um discreto aumento a partir de  $X/R$  em 0,5 crescendo para o caso base 3,0, voltando a cair discretamente a partir do caso base em direção a 8,0. O aumento da relação  $X/R$  com a diminuição do valor da resistência representou uma piora dinâmica para todas as configurações, fazendo com que as taxas de amortecimento não variassem de forma acentuada à medida que a relação  $X/R$  aumentava. Este efeito é relatado na referência [1].

O fato de todas as configurações apresentarem taxas de amortecimento próximas para os três valores de relação  $X/R$  analisados, mostra que mesmo com possíveis modificações desta relação, ocasionadas por mudanças do sistema elétrico distribuído (expansões, por exemplo), o conjunto máquina síncrona / sistema de excitação ainda poderia responder de forma satisfatória a possíveis distúrbios; mesmo sem a necessidade de reavaliação de parâmetros e novos testes dinâmicos.

#### **4.7 - PERFIL DE TENSÃO**

O estudo do perfil de tensão da rede verifica a habilidade de um sistema elétrico em manter suas tensões em níveis aceitáveis após a ocorrência de distúrbios. Dentre os fatores que podem levar a uma situação de instabilidade de tensão destacam-se as faltas e as variações abruptas de carregamento. Os sistemas de excitação devem atuar para manter os níveis de reativos e, portanto, as tensões do sistema em níveis aceitáveis e dentro dos limites estabelecidos pela Concessionária.

Neste trabalho, priorizou-se o estudo de perfil de tensão levando-se em conta a variação abrupta de carga. Segundo a referência [5], em uma planta contendo geradores distribuídos, aproximadamente 85% das cargas são dinâmicas. Optou-se, então, por este tipo de carga para realização das simulações. O primeiro estudo levou em consideração a tomada de carga leve e pesada, com o gerador em paralelo com a rede de distribuição. Já o



segundo estudo levou em consideração a mesma tomada de carga leve e pesada, porém para uma situação de operação isolada, com a planta operando ilhada. Em todos os casos, uma proteção de subtensão (ANSI 27) foi ajustada para atuar em 0,8 p.u. do valor nominal.

Uma carga de 1,5 MVA, representada por um motor assíncrono, foi considerada como carregamento leve e uma carga similar de 5,0 MVA foi considerada como carregamento pesado. Os parâmetros empregados para a máquina assíncrona levaram em conta as referências [5], [17], [18], [23], [25] e [27] e se encontram no Apêndice B deste trabalho.

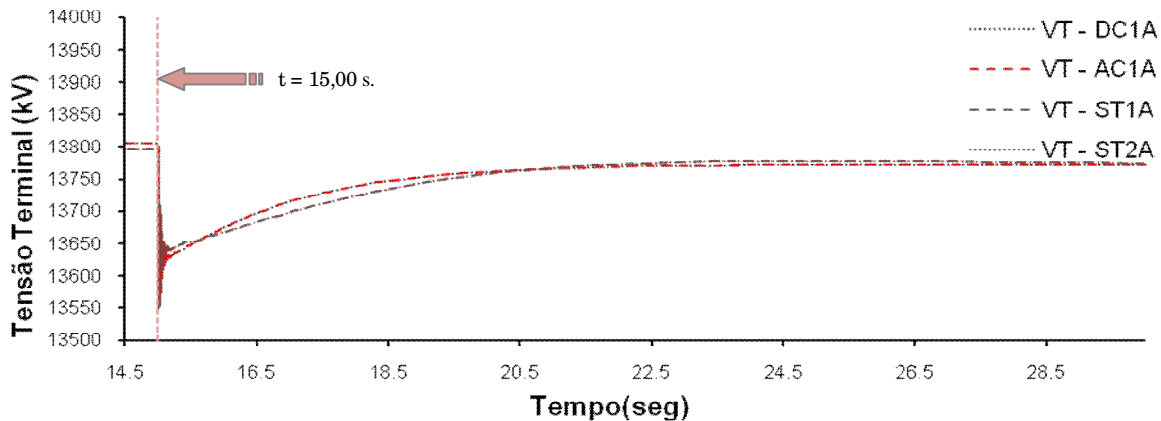
Nas seções a seguir, serão apresentadas as premissas seguidas para realização de cada estudo bem como a discussão dos resultados.

#### **4.7.1 - PERFIL DE TENSÃO - CASO DE OPERAÇÃO EM PARALELO**

Na investigação do perfil de tensão o caso base de operação em paralelo descrito na seção 3.2.1 foi utilizado. O carregamento da máquina síncrona foi alterado de 18,75 MW para 10 MW na ausência de faltas. Para realização das simulações, tem-se:

- Potência de curto-circuito no ponto de interconexão com o sistema de subtransmissão (138 kV) de 3.500 MVA;
- Freqüência da rede em 60 Hz;
- Relação X/R das linhas em 3,0;
- Nenhuma carga alocada a não ser a impedância equivalente do modelo do sistema elétrico, conforme descrito na Seção 2.15;
- Potência do Gerador Síncrono em 10 MW;
- Reguladores de tensão em modo automático de tensão;
- Proteção de subtensão ANSI 27 atuando para 0,8 p.u., ou seja, 11,04 kV.

Na Figura 4.23 é mostrado o comportamento da tensão terminal da máquina síncrona para todos os sistemas de excitação, em condições de tomada de carregamento leve, ou seja, 1,5 MVA. Esta carga foi aplicada em  $t = 15,0$  segundos para todas as simulações.

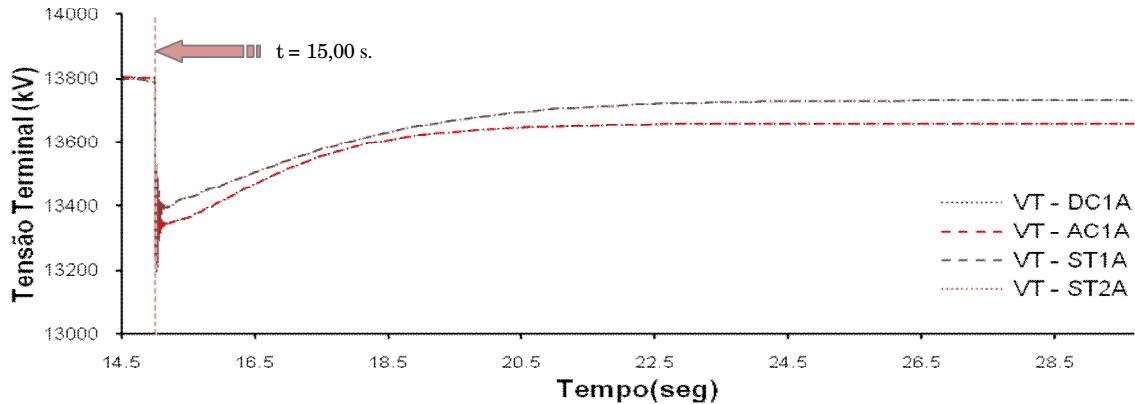


**Figura 4.23** – Perfil de tensão terminal da máquina síncrona para carregamento leve – Caso de operação em paralelo – Sistemas IEEE DC1A, AC1A, ST1A e ST2A.

A partir da Figura 4.23 pode ser observado que, para um carregamento leve e condição de paralelismo com a rede, o perfil de tensão das configurações DC1A e AC1A se sobrepõe. O mesmo foi verificado para as configurações ST1A e ST2A. Estas duas últimas configurações apresentaram um afundamento de tensão um pouco menor por terem menores constantes de tempos, porém sua tensão demorou quase 4 segundos a mais para atingir o valor da tensão das configurações DC1A e AC1A.

De forma geral, não houve grandes diferenças entre as configurações, sendo que, no caso de estudos de estabilidade de tensão de longo termo ou mesmo em regime permanente, todas elas apresentaram praticamente o mesmo patamar de tensão que tinham na condição de pré-carregamento, que era de 13,8 kV. Os sistemas de excitação responderam de forma a compensar a variação brusca de carga e, em aproximadamente 5 segundos, o perfil de tensão foi restabelecido. A proteção de subtensão que foi ajustada para atuar em 0,8 p.u., não atuou para nenhuma configuração.

Na Figura 4.24 é mostrada a tensão terminal da máquina síncrona para todos os sistemas de excitação em condições de tomada de carregamento pesado, ou seja, 5,0 MVA. Assim como para as simulações de carregamento leve, a carga foi aplicada em  $t = 15,0$  segundos para todas as simulações.



**Figura 4.24** – Perfil de tensão terminal da máquina síncrona para carregamento pesado – Caso de operação em paralelo – Sistemas IEEE DC1A, AC1A, ST1A e ST2A.

Na Figura 4.24 pode ser observado um comportamento similar ao da tomada de carregamento leve. As configurações DC1A e AC1A apresentaram um perfil de tensão que se sobrepõe, da mesma forma que a tensão das configurações ST1A e ST2A. As configurações ST1A e ST2A apresentaram um afundamento de tensão discretamente menor no momento da tomada de carga que as configurações DC1A e AC1A.

É interessante observar que para todas as configurações houve estabelecimento de novo patamar de tensão, com valores de 13,7 kV para as configurações ST1A e ST2A e 13,6 kV para as configurações DC1A e AC1A. Além disso, caso ocorra um novo distúrbio, os sistemas de excitação podem não ser capazes de suprir a nova demanda de reativos do sistema.

Em relação à atuação de proteção de subtensão (ANSI 27) para as condições simuladas nesta seção, esta proteção não atuaria, já que o limite mínimo de tensão, parametrizado também em 0,8 p.u. , não foi atingido.

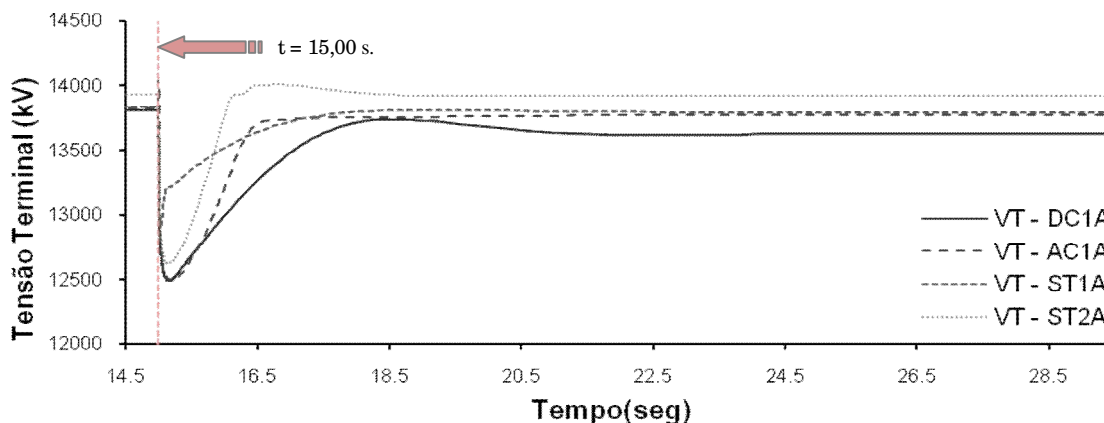
#### 4.7.2 – PERFIL DE TENSÃO – CASO DE OPERAÇÃO ISOLADA

Com o objetivo de complementar a análise do perfil de tensão, simulações de tomada de carga dinâmica leve e pesada também foram realizadas para o caso base de operação

isolada descrito na seção 3.2.2. Assim como nos estudos para operação em paralelo, nenhuma falta foi aplicada durante as simulações. As simulações foram iniciadas em regime permanente com o carregamento de 5,4 MVA referente a uma carga estática remanescente da condição de paralelismo com o sistema de distribuição. Como dados deste caso base, tem-se:

- Potência do gerador síncrono em 5,4 MVA (5, 24 MW e 1, 255 MVAr);
- Frequência da rede de operação isolada em 60 Hz;
- Carga estática representando impedância constante de 5, 24 MW e 1, 255 MVAr;
- Alteração da constante de inércia da máquina síncrona, H, de 1,15 segundos para 3,15 segundos;
- Reguladores de tensão em modo automático de tensão;
- Proteção de subtensão ANSI 27 atuando para 0,8 p.u., ou seja, 11,04 kV.

Na Figura 4.25 é mostrado o comportamento da tensão terminal da máquina síncrona para todos os sistemas de excitação em condições de tomada de carregamento leve de 1,5 MVA. Esta carga foi aplicada em  $t = 15,0$  segundos para todas as simulações.

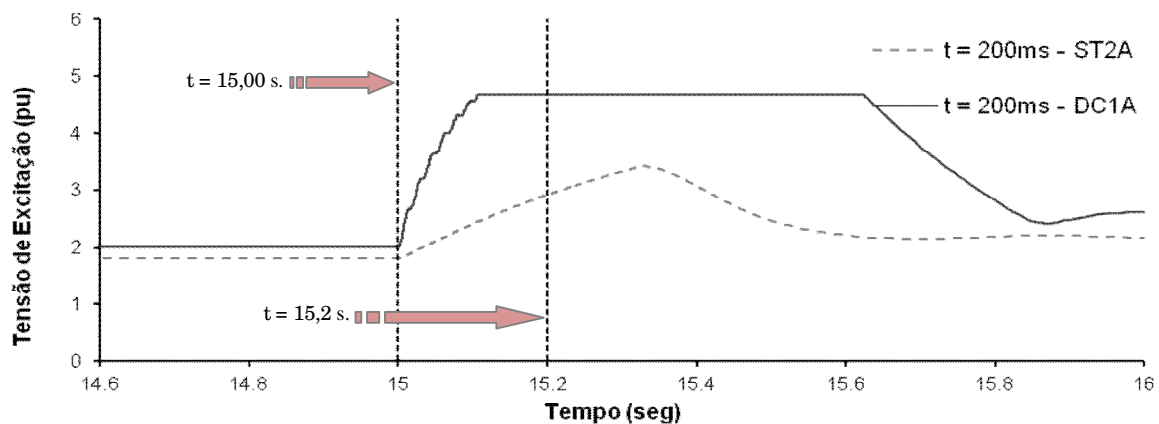


**Figura 4.25** – Perfil de tensão terminal da máquina síncrona para carregamento leve – Caso de operação isolada – Sistemas IEEE DC1A, AC1A, ST1A e ST2A

Pode ser observado na Figura 4.25 que a tensão para as configurações AC1A, ST1A e ST2A apresentaram desempenho satisfatório em relação à retomada das condições pré-

carregamento, com as configurações ST1A e ST2A levando em torno de 3,0 segundos e a configuração AC1A 7,5 segundos para retornar ao patamar de tensão anterior ao carregamento. Este desempenho satisfatório não se verifica na configuração DC1A, na qual o perfil de tensão restabeleceu-se em um patamar inferior ao de pré-carregamento. Apresentou também tempo de subida superior do que as outras configurações. A configuração ST1A apresentou um afundamento de tensão menor do que todas as outras configurações no instante da tomada de carga, o que pode ser justificado pela sua rapidez de resposta.

É interessante notar o comportamento da configuração ST2A, que emprega excitatriz e alimentação composta, em comparação com as configurações DC1A e AC1A, que empregam somente excitatriz. A atuação desta alimentação, sensível a variações de carga ou ocorrência de curto-circuito, já que utiliza corrente e tensão terminal em seu circuito, auxiliou o regulador em sua atuação, com a tensão terminal apresentando um menor afundamento e mais rápida retomada do perfil de tensão após o distúrbio; em relação à DC1A e AC1A. Este efeito da atuação da alimentação composta é citado nas referências [15] e [20] e é ilustrado na Figura 4.26 para os sistemas DC1A e ST2A, por meio de uma falta trifásica de 200 milissegundos de duração aplicada na barra terminal do gerador, quando este ainda se encontrava na situação de paralelo com a rede. A falta foi aplicada em  $t = 15,0$  segundos e eliminada em  $t = 15,2$  segundos.

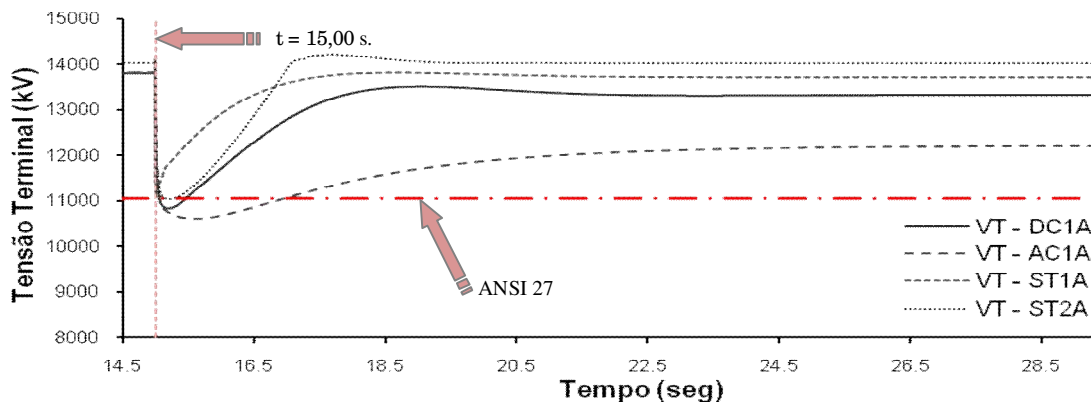


**Figura 4.26** – Comportamento da tensão de excitação da máquina síncrona com tempo de eliminação de falta 3Ø em 200 milissegundos – IEEE DC1A e IEEE ST2A

Pode ser observado na Figura 4.26 que a partir do instante da ocorrência do curto-circuito em  $t = 15,0$  segundos, a tensão de excitação no sistema ST2A apresentou tempo de subida (do inglês – *delay in integral gain response*) menor que o sistema DC1A, atingindo o limite máximo em aproximadamente 100 milissegundos, enquanto que este último atingiu seu valor máximo aproximadamente 350 milissegundos depois da ocorrência do distúrbio. O circuito de compensação nesta configuração ST2A atuou no sentido de contribuir para o sinal do regulador durante o distúrbio, garantindo uma resposta mais efetiva do sistema de excitação, mesmo com as constantes de tempo características da excitatriz.

Com relação à atuação da proteção de subtensão (ANSI 27), esta não atuaria para nenhuma das configurações.

A seguir, a Figura 4.27 apresenta a tensão terminal da máquina síncrona em condições de tomada de carregamento pesado, ou seja, 5,0 MVA. Esta carga foi aplicada em  $t = 15,0$  segundos para todas as simulações.



**Figura 4.27** – Perfil de tensão terminal da máquina síncrona para carregamento pesado – Caso de operação isolada – Sistemas IEEE DC1A, AC1A, ST1A e ST2A

A Figura 4.27 mostra que o perfil de tensão obtido para as configurações DC1A e AC1A, estabiliza em patamares menores após a tomada da carga dinâmica pesada. A configuração AC1A não foi capaz de se recuperar após a perturbação, apresentando novo nível de tensão aproximadamente 12% abaixo da tensão nominal. Já a configuração DC1A

apresentou comportamento similar à configuração AC1A, com lentidão na retomada da tensão, porém, com estabelecimento de uma nova tensão que está apenas 3% abaixo dos valores pré-carregamento.

A configuração ST2A, assim como nas simulações de tomada de carga leve, se mostrou mais rápida na retomada da tensão e apresentou um menor afundamento no momento da tomada da carga pesada, em comparação com as configurações DC1A e AC1A que também utilizam excitatrizes, mas sem a alimentação composta. Mais uma vez esta alimentação composta atuou no sentido de auxiliar o regulador na resposta ao distúrbio, restabelecendo o perfil de tensão pré-carregamento, o que não ocorreu para as configurações DC1A e AC1A. Pode ser notado também um comportamento bastante positivo da configuração ST1A, que assim como no caso de carregamento leve, apresentou um menor afundamento de tensão dentre todas as configurações e restabelecimento do perfil de tensão no patamar anterior ao distúrbio.

Com relação à atuação da proteção ANSI 27, as configurações DC1A e AC1A não responderam em tempo de evitar um afundamento de tensão a níveis inferiores a 80% da tensão terminal da máquina síncrona, o que ocasionou a atuação da proteção de subtensão. A proteção também atuou para a configuração ST2A. É muito comum em estudos mais antigos atribuir à excitação composta uma rápida ação evitando com isso a atuação de proteções durante distúrbios; que na verdade não ocorria na prática. Com o desenvolvimento de técnicas e modelos matemáticos de maior precisão, este efeito foi mais bem interpretado. Segundo as referências [24] e [29], a alimentação composta não atua de forma quase que instantânea ao distúrbio como imaginado em sua concepção, devido às constantes de tempo inerentes a esta configuração. A não atuação da proteção de subtensão somente foi verificada para a configuração ST1A.

#### **4.8 - ANÁLISE DE CUSTO**

Conforme descrito na seção 3.12 do Capítulo 3 deste trabalho e em complementação aos aspectos técnicos investigados, uma análise de custos dos sistemas de excitação foi realizada, segundo as seguintes premissas:

- O preço médio de uma máquina síncrona real de 18,75 MVA foi obtido através de consulta a fabricantes;
- Os preços médios e a porcentagem de cada processo de composição destes preços foram obtidos para cada sistema de excitação, através dos dados de corrente e tensão de excitação nominal, disponíveis na especificação da máquina;
- Os sistemas de excitação foram considerados como simples canal, ou seja, sem redundância de controle;
- A parte de potência de cada sistema de excitação formada por conjunto de ponte retificadora, disjuntor de campo e proteção de sobretensão no rotor também foi considerada sem redundância;
- A porcentagem que representa o preço de cada sistema em relação ao preço da máquina síncrona foi estabelecida;
- A composição do preço de cada sistema de excitação foi detalhada, levando-se em consideração os componentes, horas de engenharia e de gerenciamento, horas de testes em fábrica e custos com a entrega do equipamento.

Na Tabela 4.6 as partes de cada sistema de excitação são mostradas. Os componentes de cada sistema são identificados pelo marcador X e o marcador Ø representa os componentes não utilizados. A porcentagem de preço de cada sistema em relação ao preço da máquina síncrona de 18,75 MVA também é mostrada.

	DC1A	AC1A	ST1A	ST2A
CONTROLE	X	X	X	X
GERADOR	X	X	X	X
EXCITATRIZ	X	X	Ø	X
TRAFO EXCITAÇÃO	Ø	Ø	X	X
TRAFO COMPOSTO	Ø	Ø	Ø	X
<b>TOTAL (%)</b>	-	<b>4.00%</b>	<b>9.00%</b>	<b>13.00%</b>

**Tabela 4.6** - Componentes e relação de custo para as configurações IEEE DC1A, AC1A, ST1A e ST2A



Pode ser observado através da Tabela 4.6 que os sistemas DC1A e AC1A contêm apenas a excitatriz rotativa, o controle e a máquina síncrona principal. Já a configuração ST1A não utiliza a excitatriz, pois é conectado diretamente ao campo da máquina principal, mas utiliza um transformador para que a tensão de alimentação do sistema de excitação seja obtida em níveis de projeto. A configuração ST2A utiliza todos os componentes, incluindo o transformador composto responsável pela alimentação auxiliar deste sistema. O custo do sistema com excitatriz DC (IEEE DC1A) não foi apresentado, pois não há mais fabricantes para este tipo de excitação; ainda é possível encomendar peças de reposição para este sistema, mas o custo geralmente é muito elevado.

A configuração AC1A apresentou um custo de aproximadamente 4% do valor da máquina síncrona principal, enquanto as configurações ST1A e ST2A apresentaram custos de aproximadamente 9% e 13% do valor da máquina principal, respectivamente. Este tipo de análise de custo é muito utilizado na indústria, pois sempre que os custos em moeda local variam conforme o tipo de tecnologia aplicada no sistema de excitação, seu valor relativo ao custo da máquina síncrona também varia.

Em relação à aplicação desta análise de custos, dois cenários podem ser sempre considerados:

- O cenário em que uma nova planta está sendo concebida e todas as questões técnicas podem ser levadas em consideração de forma mais aprofundada; a porcentagem do sistema de excitação representa uma fração do preço da máquina;
- O cenário em que uma modernização (do inglês - *retrofit*) está sendo realizada. Neste caso, a máquina existente e a maior parte da instalação estão sendo aproveitadas e o preço absoluto do sistema de excitação pode representar um custo percentual mais significativo na análise final.

Destaca-se que desde o ano 2000, estes valores vêm se comportando de maneira bastante similar, sendo que sistemas de excitação do tipo *Brushless* - IEEE AC1A - têm valor aproximado de 50% do valor de uma excitação estática - IEEE ST1A. Já sistemas de

excitação do tipo Composto - IEEE ST2A - têm valor aproximado 50% superior ao valor de um sistema de excitação estático - IEEE ST1A.

O valor da excitação do tipo ST2A pode chegar a ser, dependendo do caso específico e das exigências aplicadas em projeto, 70% superior ao valor de uma excitação estática convencional. Como exemplo, exigências de redundância da parte de potência e capacidade deste sistema podem levar a este valor.

A composição do preço de cada sistema de excitação é mostrada na Tabela 4.7. As diferenças na composição do valor em relação levam em consideração os componentes de cada sistema, as horas de engenharia empregada, as horas de gerenciamento, a fabricação, os testes em fábrica realizados e por fim o custo com entrega do produto.

	DC1A	AC1A	ST1A	ST2A
COMPONENTES (hardware)	-	42,2%	64,2%	75,9%
HORAS DE ENGENHARIA	-	13,6%	11,6%	9,0%
HORAS DE GERENCIAMENTO	-	29,5%	14,5%	8,0%
FABRICAÇÃO	-	6,5%	4,5%	3,1%
TESTE EM FÁBRICA	-	6,2%	4,0%	3,0%
CUSTOS DE ENTREGA	-	2,0%	1,2%	1,0%
<b>TOTAL</b>	-	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>

**Tabela 4.7** - Composição do custo para as configurações IEEE DC1A, AC1A, ST1A e ST2A

Podem ser verificadas na Tabela 4.7 as diferenças entre a composição do preço de cada sistema. Como o sistema de excitação DC1A não é mais fabricado, sua formação de custo não pode ser obtida.

Em relação aos componentes, os maiores custos são respectivamente dos sistemas ST2A e ST1A, uma vez que os transformadores de excitação e de composição juntamente com o conversor estático, são os principais responsáveis pelo acréscimo no preço das peças

componentes. A utilização de barramentos, cabos e disjuntor de maior capacidade também eleva o custo com componentes; se comparados com o sistema AC1A.

A porcentagem relativa às horas de engenharia, geralmente compostas de horas empregadas no projeto elétrico e software de aplicação e o custo com gerenciamento, que engloba também as margens de lucro que se obtém com os sistemas; cai à medida que as partes componentes (hardware) do sistema se tornam mais caras. A mesma análise se aplica em relação aos custos com fabricação, teste em fábrica e custos com transporte/entrega.

Ao se analisar este efeito de queda nos valores com relação às partes componentes, tem-se a falsa impressão de que as horas empregadas nos demais processos são menores à medida que o custo dos componentes cresce; o que não ocorre na realidade. O que se verifica é que, proporcionalmente aos custos das partes e peças do sistema excitação, os valores empregados com estes processos que fazem parte da composição do preço final se tornam menores. Como exemplo, no custo de fabricação do sistema ST1A em relação ao sistema AC1A, as horas de fabricação podem ser iguais ou maiores no primeiro, mas proporcionalmente ao preço das partes utilizadas, este custo diminui na composição do preço final.

Vale salientar também que os custos relativos ao comissionamento e colocação em funcionamento (do inglês - Start up) não estão sendo considerados como processos que fazem parte diretamente da composição do custo do produto, uma vez que na grande maioria das indústrias, estes não são englobados pela área de aplicação; neste caso, a área de vendas e projetos de sistemas de excitação. Por outro lado, para o cliente final, devem e serão considerados, mas na composição global do preço de uma eventual construção de novas plantas ou modernização de equipamentos em plantas já existentes, juntamente com outros custos relativos à execução dos trabalhos.



## **CAPÍTULO 05**

### **ANÁLISE DE CUSTO ATUAL E CONCLUSÕES FINAIS**

Esta dissertação de mestrado investigou o desempenho dinâmico dos sistemas de excitação mais comumente encontrados em geradores síncronos conectados a redes de distribuição de energia elétrica no Brasil. O desempenho desses sistemas foi investigado considerando a ocorrência de faltas e de variações de carregamento. A ênfase dada às máquinas síncronas se justifica pelo fato deste tipo ainda ser o mais utilizado.

Através de simulações dinâmicas foram analisadas as influências de vários fatores no desempenho dinâmico do gerador síncrono conectado a cada um dos sistemas de excitação estudados. Os fatores analisados foram: o tempo de eliminação da falta, o nível de curto-circuito no ponto de conexão entre a rede de distribuição e o sistema de subtransmissão e a relação X/R do sistema elétrico. Também foi investigada a potência máxima que o gerador pode injetar no sistema de distribuição sem perder a estabilidade para um determinado tempo de eliminação da falta e o tempo máximo permitido para eliminação de curto-circuito antes que o gerador se torne instável. Por fim, foi realizada uma investigação do comportamento da tensão terminal do gerador considerando inserção de carga dinâmica na rede para as situações de operação em paralelo e operação isolada.

Para complementar os estudos realizados, uma análise de custo foi realizada, considerando-se o preço de cada sistema de excitação em relação ao preço da máquina síncrona. Esta análise englobou também a composição de custo para cada sistema. A seguir, um resumo das análises feitas no Capítulo 4 é apresentado, assim como as conclusões finais e sugestões para futuros trabalhos. Um artigo publicado pela IEEE na Europa durante a realização desta dissertação também é citado neste capítulo.

## 5.1 - TEMPO CRÍTICO

Pôde ser notado que os valores obtidos para os tempos críticos foram baixos para todas as configurações, mas ainda se encontravam dentro do intervalo característico de sistemas de distribuição no estado de São Paulo, de onde os dados foram conseguidos. Este efeito se deve à proximidade elétrica da falta aplicada em relação aos terminais do gerador. Um comportamento semelhante foi notado nas configurações IEEE DC1A, IEEE AC1A e IEEE ST1A, sendo que o maior tempo foi obtido para a configuração ST2A, que foi cerca de um ciclo em 60 Hz, ou seja, 17 milissegundos superior ao das demais configurações; confirmando estar também próximo a tempos de configurações estáticas sem circuito de composição; para faltas próximas aos terminais do gerador.

## 5.2- POTÊNCIA CRÍTICA

As potências críticas para as configurações DC1A, AC1A e ST1A foram similares, com a máquina síncrona perdendo a estabilidade praticamente com o mesmo valor de potência injetada na rede de distribuição para as três configurações. A configuração ST2A apresentou uma capacidade maior de injeção de potência na rede, com um valor de 1,7 MW a mais que as outras. Como a capacidade construtiva da máquina foi propositalmente negligenciada para que as análises fossem feitas, esta capacidade não representou uma vantagem real, pois todas as configurações foram capazes de superar o máximo limite construtivo do gerador.

Em relação à abertura angular do gerador, foi verificado que à medida que o carregamento da máquina síncrona crescia maior era o valor do ângulo pré-falta, para todas as configurações. Quanto ao ângulo pós-falta, as simulações mostraram para todas as configurações de excitação que quanto maior a potência ativa injetada na barra pela máquina síncrona, maior o valor deste ângulo. Pôde ser verificado também que esse ângulo apresentou valor similar para as configurações DC1A, AC1A e ST1A. Já a configuração ST2A apresentou ângulos discretamente menores em todos os níveis de carregamento.

Com relação à tendência de estabilização pós-distúrbio, a configuração ST1A foi a que atuou mais efetivamente no sentido de estabilizar a máquina, para todos os níveis de carregamento. Esta configuração apresentou o menor decaimento dos valores de ângulo na envoltória negativa. Isto era esperado, pois as baixas constantes deste regulador atuam no sentido de uma rápida resposta frente a distúrbios.

### 5.3 - TEMPO DE ELIMINAÇÃO DE FALTA - ABERTURA ANGULAR

Para todas as configurações estudadas, quanto maior o tempo de eliminação da falta maior era a amplitude alcançada pelo ângulo do gerador na primeira oscilação após a falta, considerando o mesmo cenário. Foi possível observar também que este ângulo diminuiu no instante da aplicação da falta, para todos os sistemas de excitação, mostrando um efeito de desaceleração da máquina síncrona. Isto ocorreu porque a tensão do gerador sofreu um afundamento em menor proporção que o aumento da corrente, levando o gerador a desacelerar. O sistema de excitação ST1A obteve o menor afundamento nos valores de ângulo das oscilações negativas para todos os tempos de eliminação de falta, mostrando uma tendência de estabilização frente ao distúrbio maior que as outras configurações.

### 5.4- TEMPO DE ELIMINAÇÃO DE FALTA - TAXA DE AMORTECIMENTO

De uma forma geral, à medida que o tempo de eliminação de falta aumentava as taxas finais de amortecimento  $\zeta_F$  diminuía, pois quanto maior era o tempo de eliminação da falta, mais perturbada a máquina síncrona ficava. As configurações IEEE DC1A e IEEE AC1A apresentaram comportamentos semelhantes e com taxas finais de amortecimento menores que as configurações ST1A e ST2A para todos os tempos de eliminação de falta, já que a utilização de excitatrizes nestas configurações contribui para um aumento nas constantes de tempo e com isso obteve-se uma resposta mais lenta na ocorrência de distúrbios.

### **5.5 - NÍVEL DE CURTO - CIRCUITO - ABERTURA ANGULAR**

Em todas as configurações foi observado que quanto menor o nível de curto-circuito na interligação do sistema de subtransmissão com o sistema de distribuição, maior o ângulo máximo pós-falta atingido, aumentando com isso a possibilidade de perda de sincronismo da máquina, considerando o mesmo cenário. Foi observado também que a partir de uma maior capacidade de curto-circuito apresentada pelo sistema, a máquina apresentou menor sensibilidade ao distúrbio e com isso ângulos pós-falta variaram menos entre uma simulação e outra.

Mais uma vez destaca-se o fato de que a configuração ST1A foi a que teve a resposta mais rápida, devido a menores constantes de tempo.

### **5.6 - NÍVEL DE CURTO - CIRCUITO - TAXA DE AMORTECIMENTO**

De uma forma geral, foi verificado para todos os sistemas que à medida que o nível de curto-circuito diminuía as taxas de amortecimento também diminuía. Isso ocorre, pois quanto menor este nível, menor a capacidade do sistema elétrico em contribuir para a eliminação da perturbação e mais susceptível a perda de sincronismo a máquina síncrona ficava.

Foi observada também a boa resposta dinâmica do sistema estático - ST1A - com menores capacidades de curto-circuito do sistema elétrico. Esta configuração apresentou índices de amortecimento maiores que as outras configurações a medida que a capacidade de curto-circuito diminuía.

### **5.7 - RELAÇÃO X/R - ABERTURA ANGULAR**

À medida que a relação X/R na interligação do sistema de subtransmissão com o sistema de distribuição se tornava maior, o ângulo máximo pós-falta atingido diminuía. De fato estes resultados já eram esperados, pois o valor de X/R pode ser interpretado como um índice de robustez do sistema frente a grandes perturbações. Quanto maior for essa



relação, usualmente, melhor o desempenho dinâmico do sistema. No entanto, a partir do crescimento do valor da relação  $X/R$  por uma diminuição do valor de  $R$  houve uma piora dinâmica na resposta do gerador para todos os sistemas de excitação.

### **5.8 - RELAÇÃO $X/R$ - TAXA DE AMORTECIMENTO**

De uma forma geral, as simulações apresentaram uma discreta variação nas taxas de amortecimento dos sistemas de excitação com a variação dos valores de  $X/R$ . O aumento desta relação com a diminuição do valor da resistência representou uma piora dinâmica para todas as configurações, fazendo com que as taxas de amortecimento não variassem de forma acentuada à medida que a relação  $X/R$  aumentava. Por outro lado, o fato de todas as configurações apresentarem índices muito próximos, mostra que mesmo com a modificação desta relação, ocasionada por mudanças do sistema elétrico (expansões, por exemplo), o conjunto máquina síncrona/sistema de excitação ainda poderia responder de forma satisfatória a possíveis distúrbios, sem a necessidade de reavaliação nos parâmetros do regulador de tensão.

### **5.9 - PERFIL DE TENSÃO - CASO DE OPERAÇÃO EM PARALELO**

Para um carregamento leve e condição de paralelismo com a rede, não houve grandes diferenças entre as configurações. No caso de estudos de estabilidade de tensão de longo termo ou mesmo em regime permanente, todas elas apresentaram praticamente o mesmo patamar de tensão que tinham na condição de pré-carregamento, com o sistema de proteção não atuando em nenhuma simulação.

Para carregamento pesado e condições de paralelismo com o sistema de distribuição, as configurações ST1A e ST2A apresentaram afundamento de tensão discretamente menor que as configurações DC1A e AC1A no momento da tomada da carga, como também perfil de tensão com valor mais próximo às condições nominais que estas duas últimas após a ocorrência do carregamento e nova condição de carga. Também não houve atuação da proteção nesta condição para nenhuma configuração.

## 5.10 - PERFIL DE TENSÃO - CASO DE OPERAÇÃO ISOLADA

Na condição de operação isolada e carregamento leve, as configurações AC1A, ST1A e ST2A apresentaram desempenho satisfatório em relação à retomada das condições pré-carregamento, o que não se verificou na configuração DC1A. A configuração ST1A apresentou um afundamento de tensão menor do que todas as outras configurações no momento da tomada de carga.

Foi interessante notar o comportamento da configuração ST2A, que emprega excitatriz e alimentação composta, em comparação com as configurações DC1A e AC1A, que empregam somente excitatriz. A atuação desta alimentação, sensível a variações de carga já que utiliza corrente e tensão terminal em seu circuito, auxiliou o regulador em sua atuação, com a tensão terminal apresentando um menor afundamento e mais rápida retomada do perfil de tensão após o distúrbio; em relação à DC1A e AC1A.

A proteção de subtensão (ANSI 27) não atuaria para nenhuma das configurações.

Com carregamento pesado, os estudos mostraram que o perfil de tensão obtido para as configurações DC1A e AC1A, estabilizaram em patamares menores que o nominal após a tomada da carga. A configuração ST2A, assim como nas simulações de tomada de carga leve, se mostrou mais rápida na retomada da tensão e apresentou um menor afundamento, em comparação com as configurações DC1A e AC1A que também utilizam excitatrizes, mas sem a alimentação composta. Esta configuração ST2A restabeleceu o perfil de tensão pré-carregamento. A configuração ST1A foi a que novamente apresentou um afundamento de tensão menor que todas as configurações e restabelecimento do perfil de tensão no patamar das condições anteriores ao distúrbio. A proteção ANSI 27 não atuaria apenas para a configuração ST1A.

## 5.11 - ANÁLISE DE CUSTO

Pode-se verificar que os preços relativos dos sistemas de excitação vêm se comportando de maneira bastante similar ao longo dos anos, sendo que sistemas de excitação do tipo

*Brushless* - IEEE AC1A - têm valor aproximado de 50% do valor de uma excitação estática - IEEE ST1A. Já sistemas de excitação do tipo Composto - IEEE ST2A - têm valor aproximado 50% superior ao valor de um sistema de excitação estático - IEEE ST1A. O custo do sistema com excitatriz DC (IEEE DC1A) não foi apresentado, pois não há mais fabricantes para este tipo de sistema de excitação.

## 5.12 - CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este trabalho apresentou as várias configurações de sistemas de excitação mais comumente encontrados nas instalações brasileiras de geração distribuída. Os estudos apresentados permitem uma visualização do comportamento dinâmico destes sistemas frente a distúrbios. Este trabalho agrupa conhecimentos relacionados aos sistemas de excitação estudados em uma mesma bibliografia, considerando também a experiência prática de seu autor dentro do tema.

As análises técnicas realizadas juntamente com os aspectos econômicos apresentados mostraram que a configuração estática, representada neste trabalho pelo modelo IEEE ST1A é a opção mais indicada todas as vezes que for possível sua utilização, tanto na instalação de um novo sistema como na substituição de um sistema de excitação existente. Esta indicação ocorre, pois:

- Seu desempenho frente a perturbações dinâmicas é, em geral, superior a sistemas de excitação DC e *Brushless*, representados pelas configurações IEEE DC1A e AC1A, respectivamente. Na maioria dos casos estudados, a configuração estática apresentou um desempenho próximo ao da configuração de alimentação composta IEEE ST2A;
- Seu custo de manutenção é menor, visto que este sistema não utiliza excitatriz rotativa e sua atuação se dá diretamente no campo da máquina principal;

- Pode ser projetada no sentido de atuar com maiores correntes de teto, sendo possível em vários casos, ter um desempenho próximo ao circuito de alimentação composta.

Durante o desenvolvimento desta dissertação, foi publicado o seguinte trabalho:

CALSAN, M.; DE ALMEIRA, M. C. *Dynamic Performance Analysis of Synchronous Generators Excitation Systems in Distributed Generation Power Plants*, In 3<sup>rd</sup> International Youth Conference on Energetics 2011 - IEEE Hungary Section / Portuguese Power and Energy Society Chapter, Leiria - Portugal, Julho de 2011.

Como sugestão de trabalhos a serem realizados na seqüência, tem-se:

- Realizar estudos utilizando mais de um gerador por instalação inserida no sistema de distribuição, verificando-se o comportamento dinâmico de máquinas com diferentes tipos de excitação;
- Utilização dos principais limitadores e verificação de como poderiam interferir no desempenho dinâmico dos sistemas de excitação em sistemas elétricos com características de geração distribuída;
- Utilização de PSS - Power System Stabilizer - em conjunto com o sistema de excitação frente a distúrbios no sistema de distribuição e também no sistema de transmissão, levando-se em consideração as características de geração distribuída.

---

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] ABREU, LÍSIAS V. L., Análise do Desempenho Dinâmico de Geradores Síncronos Conectados em Redes de Distribuição de Energia Elétrica, *Dissertação de Mestrado, UNICAMP Ab86a – Campinas, SP*; 2005.
- [2] ANDERSON, P. M.; FOUAD, A. A. *Power System Control and Stability*. Ames, Iowa: The Iowa State University Press, 1977. ISBN
- [3] ANEEL. ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Decreto de Lei n. 5.163, de 30 de Julho de 2004. Brasília, DF, Brasil: ANEEL, Jun 2009.
- [4] BECKWITH, T.G.; MARANGONI, R. D.; LIENHARD, J. H. “*Mechanical Measurements*” .New Jersey, NY, USA: Prentice Hall, 1961. 895 p. ISBN 020-156-947-7.
- [5] BORGHETTI, A.; CALDON, R.; MARI, A.; NUCCI, C. A. “On Dynamic Load Models for Voltage Stability Studies” *IEEE Trans.On Power Systems*, Vol. 12, N. 1.February 1997.
- [6] CIGRÉ WORKING GROUP 37.23. *Impact of increasing contribution of dispersed generation on the power system*. Paris, France: Cigre Technical Report 137, Set. 1999.
- [7] CPFL – COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ. *Norma Técnica – Proteção de Redes Aéreas de Distribuição*.1 ed. Campinas, SP, Brasil. Maio 2003.
- [8] CIRED WORKING GROUP 4: *DISPERSED GENERATION*. CIRED Activity Reports.1999
- [9] FITZGERALD, A. E.; JINGSLEY JR.; KUSKO, A. *Máquinas Elétricas*. Editora ARTMED, 2006. ISBN 9788560031047

- [10] FREITAS, W.; FRANÇA, A. M. Modelagem e Análise Dinâmica de Dispositivos DSTATCOM usando o SYMPOWESYSTEMS para MATLAB/SIMULINK.08/2005, Controle & Automação (Impresso), Vol. 16, Fac.1, PP. 187-189, Campinas, SP, Brasil, 2005.
- [11] FREITAS, W.; FRANÇA, A. M.; VIEIRA, J. C. M.; XU, W. "Influence of Excitation System Control Modes on the Allowable Penetration Level of Distributed Synchronous Generators", *IEEE Trans.On Energy Conversion*, Vol. 20, N. 2, June 2005.
- [12] GESIS / DET / EFEI. "Estabilidade Dinâmica de Sistemas Elétricos" Grupo de Engenharia de Sistemas, Itajubá-MG. Dezembro 2001.
- [13] HALPERN, M. Variable-width tables with binary-search facility. *Commun. Acm*, ACM Press, New York, NY, USA, v. 1, n. 2, p. 1-4, 1958. ISSN 0001-0782.
- [14] IEEE Standards Board. IEEE recommended practice for excitation system models for power system stability studies. *IEEE Standard*, n. 421.5-1992, Mar. 1992
- [15] IEEE Standards Board. IEEE recommended practice for excitation system models for power system stability studies. *IEEE Standard*, n. 421.5-2005, Apr. 2006
- [16] IEEE Task Force 1986. "Current Usage and Suggested Practices in Power Stability Simulations for Synchronous Machines." *IEEE Trans. On Energy Conversion*, Vol. EC-1, N. 1.
- [17] IEEE Task Force 1993. "Load representation for Dynamic Performance analysis" *IEEE Trans. On Power Systems*, Vol. 08, N. 2, May 1993.
- [18] IEEE Task Force 1994. "Standard Load Models for Power Flow and Dynamic Performance Simulation" *IEEE Trans. On Power Systems*, Vol. 10, N. 3, August 1995.
- [19] JENKINS, N. at al. *Embedded generations*. 1<sup>st</sup> ed. Londres, England: Institution of Electrical Engineers - IEE, 2000. ISBN 0-85296-774-8.
- [20] KUNDUR, P. *Power System Stability and Control*. 1<sup>st</sup> ed. New York, NY, USA. : McGraw-Hill Professional, 1994. (EPRI Power System Series). ISBN 0-0703-5958-X.

- [21] LOPES, P. H. S.; “O Papel da ANEEL na Regulação da Geração Distribuída” *Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição – SRD – São Paulo, SP; Março 2011.*
- [22] MANZONI, A.; Desenvolvimento de um Módulo Dinâmico para Simuladores de Ensino e Treinamento em Sistemas de Energia Elétrica usando programação Orientada a Objetos, *Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Santa Catarina – Florianópolis, SC; 1996.*
- [23] NOZARI, F.; KANKAM, M. D.; PRICE, W. W. “On Aggregation of induction Motors for Transient Stability Load Modeling” *IEEE Trans.On Power Systems, Vol. PWRS-2, N. 4.November 1987.*
- [24] PENEDER, F.; BERTSCHI, R. *Static Excitation Systems with and without a Compounding Ancillary.* Brown Boverly Review 7-85, pp. 343-348
- [25] PEREIRA, L.; KOSTEREV, D.; MACKIN, P.; DAVIES, D.; UNDRILL, J. “An Interim Dynamic Induction Motor Model for Stability Studies in the WSCC” *IEEE Trans.On Power Systems, Vol. 17, N. 4.November 2002.*
- [26] RODRÍGUEZ, F. F. C., Programação da Concentração de energia considerando geração distribuída no novo modelo do setor elétrico brasileiro, *Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Rio de Janeiro – Rio de Janeiro; 2006.*
- [27] ROGERS, G. J.; MANNO, J. D.; ALDEN, R. T. H. “An Aggregate Induction Motor Model for Industrial Plants” *IEEE Trans.On Apparatus and Systems, Vol. PAS-103, N. 4.April 1984.*
- [28] SEVERINO, M. M.; CAMARGO, I. M. T.; OLIVEIRA, M. A. G. “Geração Distribuída: Discussão Conceitual e Nova Definição” *Revista Brasileira de Energia, Vol. 14, N. 1. 1º Sem. 2008, pp. 47-69.*
- [29] TABORDA, J. “Compounding: Yes or No? “. ABB Internal Presentation. February 2007.



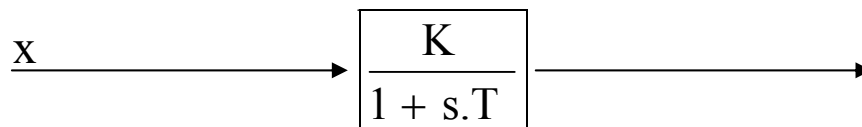


## APÊNDICE A

São apresentados aqui alguns blocos fundamentais que compõem os modelos de sistema de excitação IEEE DC1A, AC1A, ST1A e ST2A criados em ambiente MATHLAB - Simulink e utilizados neste trabalho, sendo que cada bloco representa uma função de transferência na forma entrada/saída. A associação destes blocos define também a estrutura da maioria dos equipamentos do equivalente do sistema elétrico de distribuição que foi utilizado nas simulações das condições de operação em paralelo e operação isolada.

### A.1 - BLOCO DE 1ª ORDEM

O Bloco padrão de 1ª Ordem é mostrado na Figura A.1 a seguir:



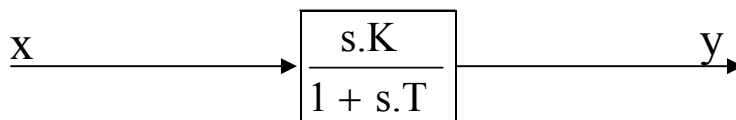
**Figura A.1** - Representação de Bloco de 1ª Ordem

Onde  $x$  é a variável de entrada,  $y$  a variável de saída,  $K$  representa o ganho,  $s$  o operador derivativo e  $T$  a constante de tempo. A equação que descreve o comportamento dinâmico deste elemento é:

$$\frac{y}{x} = \frac{K}{1 + s.T} \quad (\text{A.1})$$

### A.2 - BLOCO DERIVATIVO

O Bloco padrão que define o Bloco Derivativo é mostrado na Figura A.2 a seguir:



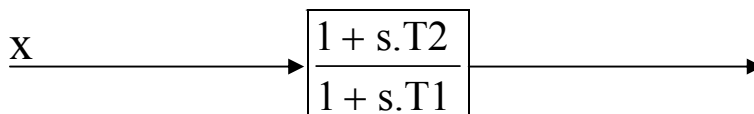
**Figura A.2** - Representação de Bloco Derivativo

Onde  $x$  é a variável de entrada,  $y$  a variável de saída,  $K$  representa o ganho,  $s$  o operador derivativo e  $T$  a constante de tempo. A equação que descreve o comportamento dinâmico deste elemento é:

$$\frac{y}{x} = \frac{s.K}{1 + s.T} \quad (\text{A.2})$$

### A.3 - BLOCO AVANÇO - ATRASO - "LEAD - LAG"

O Bloco padrão que define o Bloco Lead-Lag é mostrado na Figura A.3 a seguir. Estes blocos são usados para que compensações de avanço e atraso de fase sejam feitas no modelamento:



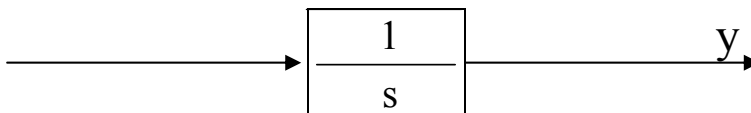
**Figura A.3** - Representação de Bloco Avanço-Atraso

Onde  $x$  é a variável de entrada,  $y$  a variável de saída,  $s$  o operador derivativo e  $T1 / T2$  as constantes de tempo. A equação que descreve o comportamento dinâmico deste elemento é:

$$\frac{y}{x} = \frac{1 + s.T2}{1 + s.T1} \quad (\text{A.3})$$

#### A.4 - BLOCO INTEGRADOR

O Bloco padrão que define o Bloco Integrador é mostrado na Figura A.4 a seguir:



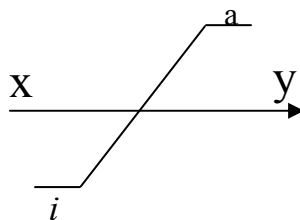
**Figura A.4** - Representação de Bloco Integrador

Onde  $x$  é a variável de entrada,  $y$  a variável de saída,  $s$  o operador derivativo. A equação que descreve o comportamento dinâmico deste elemento é:

$$\frac{y}{x} = \frac{1}{s} \quad (\text{A.4})$$

#### A.5 - BLOCO LIMITADOR ESTÁTICO - "WINDUP LIMITER"

O Bloco padrão que define o Bloco Windup é mostrado na Figura A.5 a seguir:



**Figura A.5** - Representação de Bloco Limitador Estático

Aonde  $x$  é a variável de entrada,  $y$  a variável de saída,  $a$  e  $b$  são, respectivamente, o limite superior e inferior. Os limitadores do tipo Windup são descritos pela seguinte expressão:

$$y_{(t1)} = \begin{cases} x_{(t1)} \Rightarrow b \langle x_{(t1)} \langle a \\ a \Rightarrow x_{(t1)} \rangle a \\ b \Rightarrow x_{(t1)} \langle b \end{cases} \quad (\text{A.5})$$

### A.6 - BLOCO LIMITADOR DINÂMICO - "NON-WINDUP LIMITER"

O Bloco padrão que define o Bloco Non - Windup é mostrado na Figura A.6 a seguir:

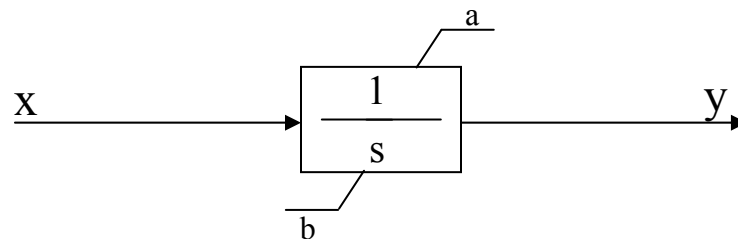


Figura A.6 - Representação de Bloco Limitador Dinâmico

Os limitadores do tipo dinâmico geralmente são associados a um Bloco de 1ª Ordem, ou a um Bloco Integrador puro, como na Figura A.6. Estes limitadores evitam o efeito do integrador continuar a operar durante a limitação nos valores  $a$  ou  $b$ . Este efeito é indesejável já que mesmo quando o valor de entrada voltar a estar dentro dos limites, se o integrador ainda estiver operando, novamente os limites podem ser atingidos, já que a integração da entrada não foi paralisada durante a operação limitada. As equações do comportamento do Limitador Non-Windup são representadas a seguir:

$$f = \frac{K \cdot x - y}{T} \quad (\text{A.6})$$

$$\text{Se : } \left\{ \begin{array}{l} y = a \\ y = b \end{array} \right. \left\{ \begin{array}{l} e \\ e \end{array} \right. \left\{ \begin{array}{l} f > 0 \\ f < 0 \end{array} \right. \text{ ou } \left\{ \begin{array}{l} f > 0 \\ f < 0 \end{array} \right. \text{ então } \dot{y} = 0 \quad (\text{A.7})$$

$$\dot{y} = \frac{K \cdot x - y}{T} \quad (\text{A.8})$$

$$\text{Obs: } \left\{ \begin{array}{l} f > 0 \\ f < 0 \end{array} \right. \left\{ \begin{array}{l} K \cdot x > y \\ K \cdot x < y \end{array} \right. \quad (\text{A.9})$$



## APÊNDICE B

Neste apêndice são apresentados os dados utilizados para os modelos das simulações realizadas. Excetuando-se os dados dos modelos das configurações de excitação estudadas, fornecidos no Capítulo 3 deste trabalho, aqui se encontram os dados da máquina síncrona, sistema elétrico, transformador elevador, carga estática, carga dinâmica (máquina assíncrona), turbina a vapor para os casos de operação em paralelo e motor diesel para o caso de operação isolada. O modelamento da máquina síncrona é mostrado, pois como citado na seção 1.2 do Capítulo 1 deste trabalho, representa ainda o tipo mais utilizado de gerador no Brasil. O efeito da saturação da excitatriz considerado nos modelos IEEE DC1A, AC1A e ST2A também é apresentado. O equacionamento dos demais modelos pode ser encontrado na seção de ajuda do MATHLAB e *Sympowersystems*, desta forma não está sendo apresentado aqui.

### B.1 - MODELAMENTO DA MÁQUINA SÍNCRONA [20]

#### B.1.1 - EQUAÇÕES BÁSICAS [20]

A seguir são apresentadas as equações de tensão e fluxo enlaçado para os circuitos do estator e do rotor de uma máquina síncrona trifásica, sendo o estator descrito por variáveis relacionadas às fases a, b e c. As variáveis do estator são transformadas, fazendo com que a máquina síncrona seja expressa em uma base de referência d-q-0, fixa no rotor. As expressões assim obtidas são, então, descritas através de uma representação conveniente em por unidade (p.u.). Para o desenvolvimento das equações da máquina síncrona são realizadas as seguintes considerações e simplificações:

- A distribuição dos enrolamentos em volta do estator permite a obtenção de sinais senoidais, sem conteúdo harmônico;
- As influências das ranhuras do estator são desprezíveis;
- As saturações magnéticas não são consideradas;
- Os efeitos de histerese e das correntes de Foucault são desprezados;

- São considerados três enrolamentos no estator, correspondentes às fases a, b e c;
- São representados três enrolamentos no rotor, sendo um enrolamento de campo e dois enrolamentos amortecedores.

### B.1.2 - EQUAÇÕES DE TENSÃO [20]

A máquina síncrona é representada através de seis enrolamentos (ou circuitos) magneticamente acoplados de acordo com a posição angular do rotor. Desta forma, o fluxo enlaçado com cada um dos enrolamentos também é uma função da posição do rotor.

Aplicando as leis da indução magnética aos enrolamentos da máquina síncrona, pode-se escrever a seguinte equação genérica para a tensão terminal instantânea “v”, de cada enrolamento:

$$v = \pm \sum R \cdot i \pm \sum \frac{d\Phi}{dt} \quad (\text{B.1})$$

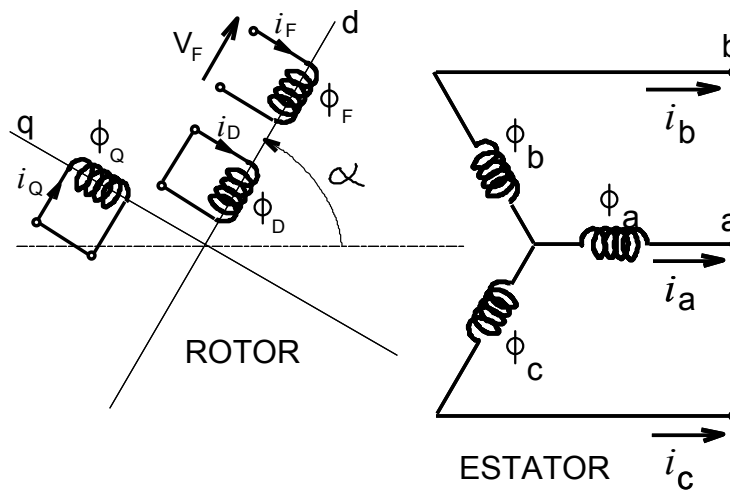
onde:

- R = resistência do enrolamento;  
 I = corrente no enrolamento;  
 $\phi$  = fluxo enlaçado com o enrolamento.

A definição dos sinais “+” e “-”, na expressão (B.1), depende da operação da máquina como motor ou gerador e da convenção adotada para o sentido da corrente no enrolamento.

A Figura B.1 apresenta um diagrama esquemático dos enrolamentos do rotor e do estator da máquina síncrona considerada.





**Figura B.1** - Diagrama esquemático dos enrolamentos do rotor e do estator.

Na figura anterior tem-se:

$i_a$	=	corrente da fase "a" do estator;
$i_b$	=	corrente da fase "b" do estator;
$i_c$	=	corrente da fase "c" do estator;
$\phi_a$	=	fluxo enlaçado com o enrolamento da fase "a" do estator;
$\phi_b$	=	fluxo enlaçado com o enrolamento da fase "b" do estator;
$\phi_c$	=	fluxo enlaçado com o enrolamento da fase "c" do estator;
$i_F$	=	corrente do enrolamento de campo;
$i_D$	=	corrente do enrolamento amortecedor de eixo direto;
$i_Q$	=	corrente do enrolamento amortecedor de eixo em quadratura;
$\phi_F$	=	fluxo enlaçado com o enrolamento de campo;
$\phi_D$	=	fluxo enlaçado com o enrolamento amortecedor de eixo direto;
$\phi_Q$	=	fluxo enlaçado com o enrolamento amortecedor de eixo em quadratura;
$V_F$	=	tensão de alimentação do campo;
$\alpha$	=	ângulo entre o eixo direto e o eixo magnético correspondente ao enrolamento da fase "a" do estator.

Como pode ser observado na Figura B.1, existem três enrolamentos no estator, cada um associado a uma fase, e três enrolamentos no rotor: um enrolamento de campo, que é alimentado por uma fonte de tensão contínua; e dois enrolamentos amortecedores, que são curto-circuitados. Pode-se verificar também que o enrolamento de campo e um dos enrolamentos amortecedores está alinhado com o eixo “d” (eixo direto) e o outro enrolamento amortecedor está alinhado com o eixo “q” (eixo em quadratura).

O rotor da máquina gira com velocidade angular  $\omega_r$ . Assim, a posição angular do rotor ( $\alpha$ ) aumenta continuamente com a evolução do tempo ( $t$ ), podendo ser expressa por:

$$\alpha = \omega_r \cdot t \quad (\text{B.2})$$

Com base na Equação (B.2) e no diagrama esquemático da Figura B.1 podem ser desenvolvidas as equações de tensão para os enrolamentos do estator e do rotor da máquina síncrona.

### B.1.3 - EQUAÇÕES DO ESTATOR [20]

Considerando a máquina síncrona operando como gerador (sinais negativos no começo das equações), podem ser escritas as seguintes equações de tensão para as três fases do estator:

$$v_a = -R_s \cdot i_a + \frac{d\Phi_a}{dt} \quad (\text{B.3})$$

$$v_b = -R_s \cdot i_b + \frac{d\Phi_b}{dt} \quad (\text{B.4})$$

$$v_c = -R_s \cdot i_c + \frac{d\Phi_c}{dt} \quad (\text{B.5})$$

onde:

- $v_a$  = tensão terminal instantânea da fase “a” do estator;  
 $v_b$  = tensão terminal instantânea da fase “b” do estator;  
 $v_c$  = tensão terminal instantânea da fase “c” do estator;  
 $R_s$  = resistência do enrolamento do estator (igual nas três fases).

Os fluxos enlaçados podem ser determinados através das seguintes expressões:

$$\Phi_a = -L_{aa} \cdot i_a - L_{ab} \cdot i_b - L_{ac} \cdot i_c + L'_{aF} \cdot i_F + L'_{aD} \cdot i_D + L'_{aQ} \cdot i_Q \quad (\text{B.6})$$

$$\Phi_b = -L_{ab} \cdot i_a - L_{bb} \cdot i_b - L_{bc} \cdot i_c + L'_{bF} \cdot i_F + L'_{bD} \cdot i_D + L'_{bQ} \cdot i_Q \quad (\text{B.7})$$

$$\Phi_c = -L_{ac} \cdot i_a - L_{bc} \cdot i_b - L_{cc} \cdot i_c + L'_{cF} \cdot i_F + L'_{cD} \cdot i_D + L'_{cQ} \cdot i_Q \quad (\text{B.8})$$

sendo:

- $L_{aa}, L_{bb}, L_{cc}$  = indutâncias próprias das fases a, b e c, do estator;  
 $L_{ab}, L_{ac}, L_{bc}$  = indutâncias mútuas entre as fases a, b e c, do estator;  
 $L'_{aF}, L'_{aD}, L'_{aQ}$  = indutâncias mútuas entre a fase “a” do estator e os enrolamentos F, D e Q do rotor;  
 $L'_{bF}, L'_{bD}, L'_{bQ}$  = indutâncias mútuas entre a fase “b” do estator e os enrolamentos F, D e Q do rotor;  
 $L'_{cF}, L'_{cD}, L'_{cQ}$  = indutâncias mútuas entre a fase “c” do estator e os enrolamentos F, D e Q do rotor.

As indutâncias próprias e mútuas são variáveis dependentes da posição angular do rotor,  $\alpha$ , e podem ser escritas em função deste ângulo, após manipulações matemáticas [20].

#### B.1.4 - EQUAÇÕES DO ROTOR [20]

Para o rotor da máquina síncrona podem ser escritas as seguintes equações de tensão, correspondentes respectivamente aos enrolamentos: de campo (F), amortecedor de eixo direto (D) e amortecedor de eixo em quadratura (Q):

$$v_F = R_F \cdot i_F + \frac{d\Phi_F}{dt} \quad (\text{B.9})$$

$$0 = R_D \cdot i_D + \frac{d\Phi_D}{dt} \quad (\text{B.10})$$

$$0 = R_Q \cdot i_Q + \frac{d\Phi_Q}{dt} \quad (\text{B.11})$$

onde:

- $R_F$  = resistência do enrolamento de campo.
- $R_D$  = resistência do enrolamento amortecedor de eixo direto.
- $R_Q$  = resistência do enrolamento amortecedor de eixo em quadratura.

Os fluxos enlaçados com os enrolamentos do rotor podem ser expressos por:

$$\Phi_F = L_{FF} \cdot i_F + L_{FD} \cdot i_D - L_{aF} \cdot \left[ i_a \cdot \cos\alpha + i_b \cdot \cos\left(\alpha - \frac{2\pi}{3}\right) + i_c \cdot \cos\left(\alpha + \frac{2\pi}{3}\right) \right] \quad (\text{B.12})$$

$$\Phi_D = L_{FD} \cdot i_F + L_{DD} \cdot i_D - L_{aD} \cdot \left[ i_a \cdot \cos\alpha + i_b \cdot \cos\left(\alpha - \frac{2\pi}{3}\right) + i_c \cdot \cos\left(\alpha + \frac{2\pi}{3}\right) \right] \quad (\text{B.13})$$

$$\Phi_Q = L_{QQ} \cdot i_Q + L_{aQ} \cdot \left[ i_a \cdot \sin\alpha + i_b \cdot \sin\left(\alpha - \frac{2\pi}{3}\right) + i_c \cdot \sin\left(\alpha + \frac{2\pi}{3}\right) \right] \quad (\text{B.14})$$

sendo:

$L_{FF}, L_{DD}, L_{QQ}$  = indutâncias próprias dos enrolamentos F, D e Q do rotor;

$L_{FD}$  = indutância mútua entre o enrolamento de campo e o enrolamento amortecedor de eixo direto;

$L_{aF}, L_{aD}, L_{aQ}$  = indutâncias mútuas entre a fase “a” do estator e os enrolamentos F, D e Q do rotor.

As indutâncias descritas anteriormente são constantes. Entretanto, as indutâncias apresentadas no equacionamento do estator são dependentes da posição angular do rotor. Para simplificar o equacionamento apresentado, adota-se uma transformação de variáveis que fixa as grandezas do estator no rotor da máquina síncrona. Isto pode ser obtido através da transformação d-q-0 apresentada a seguir.

### B.1.5 - TRANSFORMADA d-q-0 [20]

As variáveis correspondentes às fases a, b e c do estator podem ser referidas ao eixo direto (d), em quadratura (q) e de seqüência zero (0) do rotor da máquina síncrona, através da seguinte matriz de transformação:

$$\bar{T} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos\alpha & \cos\left(\alpha - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\alpha + \frac{2\pi}{3}\right) \\ -\text{sen}\alpha & -\text{sen}\left(\alpha - \frac{2\pi}{3}\right) & -\text{sen}\left(\alpha + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \quad (\text{B.15})$$

A transformação expressa pela Equação (B.15) pode ser aplicada às equações das tensões do estator e às equações de fluxo enlaçado do estator e do rotor. Os resultados obtidos são apresentados a seguir.

### B.1.6 - EQUAÇÕES DE FLUXO ENLAÇADO DO ESTATOR [20]

Aplicando a transformação (B.15) às Equações (B.6) a (B.8), obtêm-se os seguintes valores de fluxo enlaçado no sistema de eixos d-q-0:

$$\Phi_d = -L_d \cdot i_d + L_{aF} \cdot i_F + L_{aD} \cdot i_D \quad (B.16)$$

$$\Phi_q = -L_q \cdot i_q + L_{aQ} \cdot i_Q \quad (B.17)$$

$$\Phi_0 = -L_0 \cdot i_0 \quad (B.18)$$

sendo:

$\phi_d$	=	fluxo enlaçado com o eixo direto;
$\phi_q$	=	fluxo enlaçado com o eixo em quadratura;
$\phi_0$	=	fluxo enlaçado com o eixo de seqüência zero;
$L_d$	=	indutância de eixo direto;
$L_q$	=	indutância de eixo em quadratura;
$L_0$	=	indutância de seqüência zero;
$i_d$	=	corrente de eixo direto;
$i_q$	=	corrente de eixo em quadratura;
$i_0$	=	corrente de seqüência zero.

Assim, as novas indutâncias  $L_d$ ,  $L_q$  e  $L_0$ , das Equações (B.16) a (B.18), são constantes e independentes da posição angular do rotor.

### B.1.7 - EQUAÇÕES DE TENSÃO DO ESTATOR [20]

Aplicando a transformação (B.15) às Equações (B.3) a (B.5), obtêm-se os seguintes valores para as tensões do estator referidas às componentes d-q-0:

$$v_d = -R_s \cdot i_d + \frac{d\Phi_d}{dt} - \Phi_q \cdot \frac{d\alpha}{dt} \quad (\text{B.19})$$

$$v_q = -R_s \cdot i_q + \frac{d\Phi_q}{dt} + \Phi_d \cdot \frac{d\alpha}{dt} \quad (\text{B.20})$$

$$v_0 = -R_s \cdot i_0 + \frac{d\Phi_0}{dt} \quad (\text{B.21})$$

onde:

- $v_d$  = tensão de eixo direto.  
 $v_q$  = tensão de eixo em quadratura.  
 $v_0$  = tensão de seqüência zero.

### B.1.8 - EQUAÇÕES DE FLUXO ENLAÇADO DO ROTOR [20]

Aplicando a transformação (B.15) às Equações (B.12) a (B.14), obtêm-se os seguintes valores para os fluxos enlaçados do rotor:

$$\Phi_F = L_{FF} \cdot i_F + L_{FD} \cdot i_D - \frac{3}{2} \cdot L_{aF} \cdot i_d \quad (\text{B.22})$$

$$\Phi_D = L_{FD} \cdot i_F + L_{DD} \cdot i_D - \frac{3}{2} \cdot L_{aD} \cdot i_d \quad (\text{B.23})$$

$$\Phi_Q = L_{QQ} \cdot i_Q - \frac{3}{2} \cdot L_{aQ} \cdot i_q \quad (\text{B.24})$$

Novamente, as indutâncias presentes nas Equações (B.22) a (B.24), são constantes e independentes da posição angular do rotor.

### B.1.9 - REPRESENTAÇÃO DAS EQUAÇÕES EM p.u. [20]

As equações das tensões e dos fluxos enlaçados não estão em uma forma muito adequada para aplicação em estudos de sistemas de potência. Usualmente, as variáveis são normalizadas através de um sistema por unidade (p.u). No caso das máquinas síncronas,

a adoção de um sistema p.u. conveniente permite a eliminação de constantes e a representação em termos de um circuito elétrico equivalente.

Adotando, portanto, uma base adequada pode-se escrever em p.u. que:

$$L_{aF} = L_{aD} = L_{ad} \quad (\text{B.25})$$

$$L_{aQ} = L_{aq} \quad (\text{B.26})$$

$$L_{FF} = L_F \quad (\text{B.27})$$

$$L_{DD} = L_D \quad (\text{B.28})$$

$$L_{QQ} = L_Q \quad (\text{B.29})$$

Desta forma, a máquina síncrona considerada, com 6 enrolamentos e operando como gerador, pode ser expressa através do seguinte conjunto de equações algébrico-diferenciais:

$$v_d = -R_s \cdot i_d + \frac{d\Phi_d}{dt} - \omega_r \cdot \Phi_q \quad (\text{B.30})$$

$$v_q = -R_s \cdot i_q + \frac{d\Phi_q}{dt} + \omega_r \cdot \Phi_d \quad (\text{B.31})$$

$$v_0 = -R_s \cdot i_0 + \frac{d\Phi_0}{dt} \quad (\text{B.32})$$

$$v_F = R_F \cdot i_F + \frac{d\Phi_F}{dt} \quad (\text{B.33})$$

$$v_D = R_D \cdot i_D + \frac{d\Phi_D}{dt} = 0 \quad (\text{B.34})$$

$$v_Q = R_Q \cdot i_Q + \frac{d\Phi_Q}{dt} = 0 \quad (\text{B.35})$$



$$\Phi_d = -L_d \cdot i_d + L_{ad} \cdot i_F + L_{ad} \cdot i_D \quad (\text{B.36})$$

$$\Phi_q = -L_q \cdot i_q + L_{aq} \cdot i_Q \quad (\text{B.37})$$

$$\Phi_0 = -L_0 \cdot i_0 \quad (\text{B.38})$$

$$\Phi_F = L_F \cdot i_F + L_{FD} \cdot i_D - L_{ad} \cdot i_d \quad (\text{B.39})$$

$$\Phi_D = L_{FD} \cdot i_F + L_D \cdot i_D - L_{ad} \cdot i_d \quad (\text{B.40})$$

$$\Phi_Q = L_Q \cdot i_Q - L_{aq} \cdot i_q \quad (\text{B.41})$$

A velocidade angular,  $\omega_r$ , que aparece nas Equações (B.30) e (B.31), pode ser obtida tomando-se a derivada da Equação (B.2).

#### B.1.10 - POTÊNCIA INSTANTÂNEA [20]

A potência instantânea trifásica nos terminais do estator pode ser determinada por:

$$p = v_a \cdot i_a + v_b \cdot i_b + v_c \cdot i_c \quad (\text{B.42})$$

Considerando para as tensões e correntes da equação anterior a transformação d-q-0, dada pela expressão (B.15), e adotando o sistema em p.u. do item anterior, tem-se que:

$$p = v_d \cdot i_d + v_q \cdot i_q + 2 \cdot v_0 \cdot i_0 \quad (\text{B.43})$$

Substituindo as equações (B.30) à (B.32) em (B.43) obtém-se:

$$p = \left[ -R_s \cdot (i_d^2 + i_q^2 + 2 \cdot i_0^2) \right] + \left[ \frac{d\Phi_d}{dt} \cdot i_d + \frac{d\Phi_q}{dt} \cdot i_q + 2 \cdot \frac{d\Phi_0}{dt} \cdot i_0 \right] + \left[ \omega_r \cdot (\Phi_d \cdot i_q - \Phi_q \cdot i_d) \right] \quad (\text{B.44})$$

A primeira parcela da Equação (B.44) está relacionada com as perdas no estator. A segunda corresponde à variação da energia magnética do estator e a terceira descreve a potência transferida através do entreferro da máquina.

### B.1.11 - CONJUGADO ELETROMAGNÉTICO [20]

A relação entre um conjugado ( $T$ ) e uma potência ( $P$ ) pode ser expressa por  $T = P/\omega$ , sendo  $\omega$  uma determinada velocidade angular. Assim sendo, o conjugado eletromagnético no entreferro da máquina síncrona pode ser obtido através da relação entre a terceira parcela da Equação (B.44) e a velocidade angular mecânica do rotor. Para valores em p.u., pode-se escrever então que:

$$T_e = \Phi_d \cdot i_q - \Phi_q \cdot i_d \quad (\text{B.45})$$

Onde  $T_e$  é o conjugado eletromagnético no entreferro da máquina síncrona.

### B.1.12 - EQUAÇÃO DE OSCILAÇÃO ROTÓRICA [20]

No caso da operação da máquina síncrona como gerador, o conjugado  $T_e$  tem um efeito desacelerante. Entretanto, o elemento que aciona o eixo do gerador produz um conjugado mecânico acelerante. Considerando estes dois conjugados e as inércias do conjunto gerador-turbina, a equação de oscilação da máquina que pode ser expressa por:

$$\frac{d\omega_r}{dt} = \frac{1}{2 \cdot H} \cdot (T_m - T_e) \quad (\text{B.46})$$

onde:

$\omega_r$	=	velocidade angular elétrica do rotor em p.u;
$t$	=	tempo expresso em segundos;
$T_m$	=	conjugado mecânico em p.u;
$T_e$	=	conjugado elétrico em p.u;
$H$	=	constante de tempo de inércia do conjunto gerador-turbina [MJ/MVA].

A constante  $H$  relaciona a energia cinética armazenada e a velocidade síncrona, com a potência aparente de base da máquina. À Expressão (B.46) podem ser acrescentados os efeitos dos diversos amortecimentos existentes na máquina e não incluídos no conjugado  $T_e$ . Esta parcela é chamada de conjugado de amortecimento e é proporcional a variação de velocidade do rotor. Assim sendo, tem-se que:

$$\frac{d\omega_r}{dt} = \frac{1}{2.H} (T_m - T_e - D.\Delta\omega_r) \quad (B.47)$$

$$\Delta\omega_r = \omega_r - \omega_s$$

onde:

$D$	=	coeficiente de amortecimento em p.u;
$\omega_s$	=	velocidade angular síncrona (igual a 1 p.u.).

A posição angular do rotor ( $\alpha$ ) pode ser escrita de acordo com a Expressão (B.2), porém, pode-se definir um ângulo  $\delta$  que relacione a posição angular do rotor com a posição angular de uma dada referência que se movimenta com velocidade síncrona ( $\omega_s.t$ ), como por

exemplo, o ângulo da tensão interna da máquina síncrona. Assim, tem-se que  $\delta = \alpha - \omega_s \cdot t$ , ou ainda,  $\delta = (\omega_r - \omega_s) \cdot t$ . Derivando esta equação obtém-se:

$$\frac{d\delta}{dt} = \omega_r - \omega_s = \Delta\omega_r \quad (\text{B.48})$$

onde  $\delta$  é a posição angular relativa do rotor, expressa em p.u.

As Equações diferenciais (B.47) e (B.48) são as equações de estado que estabelecem as oscilações do rotor da máquina síncrona.

## B.2 - EFEITO DA SATURAÇÃO DA EXCITATRIZ

A equação que descreve o efeito da saturação nos modelos dos reguladores de tensão IEEE DC1A, AC1A e ST2A é da seguinte forma:

$$V_{se} = SE \cdot E_{fd} \quad (\text{B.49})$$

Onde o termo  $SE$  normalmente é definido como uma função não-linear de  $E_{fd}$ , ou

$$SE = f(E_{fd}) \quad (\text{B.50})$$

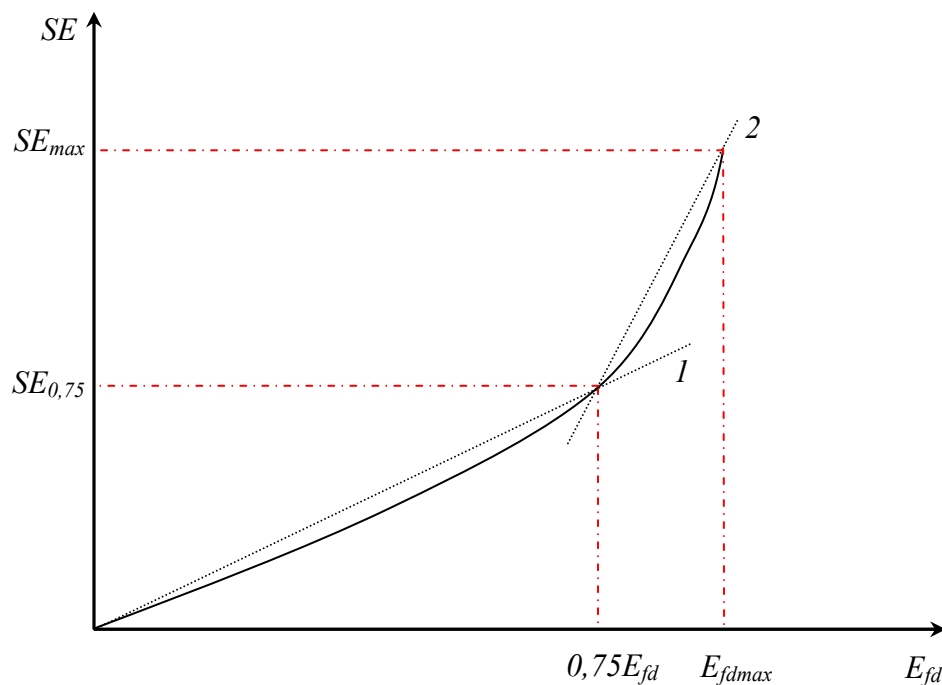
A função que representa a saturação da excitatriz pode apresentar diferentes formas, uma vez que a definição da função  $f$  é particular a cada programa de simulação. A referência [20] sugere que a função  $f$  seja definida pelos pontos:

$$SE_{\max} - E_{fd \max} \quad (\text{B.51})$$

$$SE_{0,75} - 0.75 \times E_{fd \max} \quad (\text{B.52})$$

Onde  $SE_{max}$  corresponde a saturação para a máxima tensão de campo ( $E_{fdmax}$ ) e  $SE_{0,75}$  corresponde a saturação para 75% da máxima tensão de campo do regulador de tensão. Para simplificação da representação, a saturação pode ser aproximada por duas retas, conforme ilustra a Figura B.2. A equação que representa o efeito da saturação assume a seguinte forma:

$$V_{SE} = (K_1 \times E_{fd} + K_2) \times E_{fd} \quad (B.53)$$



**Figura B.2** - Representação da Saturação da Excitatriz

A seleção da reta em uso, bem como o cálculo dos coeficientes  $K_1$  e  $K_2$  é feito conforme as relações a seguir:

- Se  $E_{fd} \leq 0,75 \times E_{fdmax} \rightarrow$  Reta 1, e
 
$$K_1 = (4 \times SE_{0,75}) / (3 \times E_{fdmax})$$

$$K_2 = 0 \quad (B.54)$$

- Se  $E_{fd} > 0,75 \times E_{fdmax} \rightarrow$  Reta 2, e
 
$$K_1 = (4 \times SE_{max} - SE_{0,75}) / E_{fdmax}$$

$$K_2 = 4 \times SE_{0,75} - 3 \times SE_{max} \quad (B.55)$$

Os reguladores IEEE DC1A, AC1A e ST2A requerem então dois parâmetros adicionais para considerar a saturação da excitatriz. Estes parâmetros são  $SE_{max}$  e  $SE_{0,75}$ . O valor de  $E_{fdmax}$  pode ser facilmente determinado utilizando a equação B.8 abaixo:

$$VR_{max} = (SE_{max} + K_e) \times E_{fdmax} \quad (B.56)$$

A determinação de  $0,75 \times E_{fdmax}$  torna-se então trivial. No caso das simulações apresentadas neste trabalho, as referências [14] e [15] apresentam dados típicos para  $SE_{0,75}$ ,  $SE_{max}$ ,  $0,75 \times E_{fd}$  e  $E_{fdmax}$ .

### B.3 - DADOS PARA SIMULAÇÃO DA MÁQUINA SÍNCRONA

A Tabela B.1 mostra os dados utilizados para o modelo da máquina síncrona, usados nas simulações dinâmicas deste trabalho. Estes dados representam uma máquina síncrona real, obtidos a partir de um fabricante.

Adotou-se como modelo de máquina síncrona um componente da biblioteca do *Sympowersystems* chamado de *SYNCHRONOUS MACHINE* (do inglês - Máquina Síncrona). Trata-se de um modelo de oitava ordem reduzido à sexta ordem desprezando-se os transientes nos enrolamentos estatóricos. As equações mecânicas também são representadas nesta biblioteca.

VARIÁVEIS DO MODELO	OPERAÇÃO EM PARALELO	OPERAÇÃO ISOLADA
Potência aparente - S (MVA)	18,75	18,75
Tensão terminal - V (kV)	13,8	13,8
Frequência (Hz)	60	60
Reatância de eixo direto $X_d$ (p.u.)	1,7	1,7
Reatância transitória de eixo direto $X_d'$ (p.u.)	0,24	0,24
Reatância subtransitória de eixo direto $X_d''$ (p.u.)	0,15	0,15
Reatância de eixo de quadratura $X_q$ (p.u.)	0,84	0,84
Reatância subtransitória de eixo de quadratura $X_q''$ (p.u.)	0,15	0,15
Reatância "leakage" $X_l$ (p.u.)	0,089	0,089
Constante de tempo transitória de eixo direto de circuito aberto $T_{do}'$ (s)	8	8
Constante de tempo subtransitória de eixo direto de circuito aberto $T_{do}''$ (s)	0,03	0,03
Constante de tempo subtransitória de eixo de quadratura de circuito aberto $T_{qo}''$ (s)	0,05	0,05
Resistência do enrolamento do estator $R_s$ (p.u.)	0,0027	0,0027
Constante de Inércia H (s)	1,15	3,15
Número de pares de pólos p	2	2

**Tabela B.1** – Representação dos dados para máquina síncrona

## B.4 - DADOS PARA SIMULAÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO

A seguir são mostrados na Tabela B.2, os dados usados no modelo que representa o equivalente de um sistema elétrico utilizado no ponto de interconexão entre o sistema de subtransmissão e o sistema de distribuição, para realização das simulações dinâmicas.

Na modelagem, foi utilizada a biblioteca do *Sympowersystems THREE-PHASE SOURCE* (do inglês - Fonte Trifásica), a qual representa uma fonte trifásica balanceada com impedância interna RL e composta por três fontes monofásicas conectadas em Y com o neutro aterrado internamente. Esta impedância interna também representa um equivalente de carga estática de impedância constante e foi considerada como tal durante as simulações dinâmicas realizadas com a máquina síncrona conectada ao equivalente do sistema elétrico.

Os dados foram obtidos a partir de um sistema elétrico real, através de consulta com Concessionária. Durante os estudos realizados, seguindo as premissas estabelecidas no Capítulo 3 deste trabalho, vários valores deste modelo foram variando exatamente para se identificar o desempenho das configurações de excitação, mas o caso base se encontra representado na Tabela a seguir.

VARIÁVEIS DO MODELO	VALORES DO CASO BASE
Tensão fase-fase (kV)	138,0
Fase_Ang (graus)	90
Frequência (Hz)	60
Conexão	Yg
Nível C.C. (MVA)	3,500
Tensão de base (kV)	138,0
Relação X / R	3

**Tabela B.2** - Representação dos dados para sistema elétrico



## B.5 - DADOS PARA SIMULAÇÃO DA CARGA ESTÁTICA

Os dados utilizados nas simulações com carga estática nas condições de operação isolada são mostrados na Tabela B.3. O modelo utilizado foi o da biblioteca do *Sympowersystems THREE-PHASE PARALLEL RLC LOAD* (do inglês - carga trifásica RLC conectados em paralelo), o qual apresenta uma carga trifásica balanceada com as combinações de elementos de resistência R, indutor L e capacitor C. Este modelo representa um modelo de carga de impedância constante, no qual tanto a potência ativa e reativa da carga, são proporcionais ao quadrado da tensão.

Na condição de operação isolada, o equivalente do sistema elétrico foi retirado e assim a planta se tornou ilhada deste. Em seu lugar foi alocada a carga estática. No sistema de distribuição real, o qual serviu como base para a determinação dos cenários, as cargas somavam um total de 10,48 MW e 2,51 MVar. Como este cenário na condição ilhada é um equivalente do sistema, uma parte desta carga foi alocada, totalizando 5,24 MW e 1,255 MVar; com fator de potência próximo a 0,97.

VARIÁVEIS DO MODELO	OPERAÇÃO ISOLADA
Tensão fase-fase (kV)	138,0
Frequência (Hz)	60
Conexão	Yg
Potência Ativa (MW)	5,24
Potência Reativa Capacitiva (MVar)	0
Potência Reativa Indutiva (MVar)	1,255

**Tabela B.3** - Representação dos dados para carga estática

## B.6 - DADOS PARA SIMULAÇÃO DA CARGA DINÂMICA

Para a modelagem da carga dinâmica foi utilizada a biblioteca *ASYNCHRONOUS MACHINE* (do inglês - máquina assíncrona) do *Sympowersystems* que representa um motor de indução. As equações elétricas são representadas por um modelo de quarta ordem e a parte mecânica por um modelo de segunda ordem. Todas as variáveis são referenciadas para o estator e a transformação d-q-0 é utilizada. Uma carga de 1,5 MVA foi considerada como carregamento leve para efeito dos estudos realizados. Já para representar uma carga dinâmica pesada, o valor de 5,0 MVA foi utilizado.

Os parâmetros empregados para a máquina assíncrona levaram em conta as referências [5], [17], [18], [23] [25] e [27], uma vez que não eram disponíveis dados reais de cargas dinâmicas do sistema elétrico utilizado neste trabalho. Desta forma, conforme citado nas referências [17] e [18], aonde não se tenha dados precisos sobre a natureza das cargas, normalizações podem ser utilizadas. Os valores para a carga dinâmica leve e pesada se encontram na Tabela B.4.

VARIÁVEIS DO MODELO DE CARGA DINÂMICA	CARGA LEVE	CARGA PESADA
Potência Nominal - $S_n$ (MVA)	1,5	5,0
Tensão Terminal (kV)	13,8	13,8
Frequência (Hz)	60	60
Resistência do enrolamento do estator - $R_s$ (ohm)	1,238	2,952
Indutância do enrolamento do estator - $L_s$ (H)	4,49e-05	6,7e-05
Resistência do enrolamento do rotor - $R_r$ (ohm)	8,57	1.714
Indutância do enrolamento do rotor - $L_r$ (H)	0,000114	0,000121
Indutância de magnetização $L_m$ (H)	0,00255	0,00214
Momento de Inércia $J$ (kg.m <sup>2</sup> )	168,9	78,1

**Tabela B.4** - Representação dos dados para carga dinâmica leve e pesada

## B.7 - DADOS PARA SIMULAÇÃO DAS MÁQUINAS PRIMÁRIAS

Para realização das simulações neste trabalho, foram utilizados dois modelos de máquinas primárias, representados por um modelo de turbina a vapor nas simulações de operação em paralelo e por um modelo de motor diesel para os casos de operação isolada.

Para a modelagem da turbina a vapor foi utilizada a biblioteca *STEAM TURBINE and GOVERNOR* (do inglês - turbina vapor e governador de velocidade) do *Sympowersystems*, que representa a turbina e governador de velocidade completo, incluindo um sistema de controle de velocidade, uma turbina a vapor de quatro estágios e a representação de um eixo com até quatro massas. O modelamento do controle de velocidade consiste de um regulador proporcional, um relé de velocidade e um servo-motor para comandar a abertura da válvula principal. Os quatro estágios da turbina a vapor são representados por um sistema de primeira ordem em cada estágio começando sempre pelo segundo estágio indo até o quinto, já que o primeiro é representado diretamente pelo modelo a ser utilizado como máquina principal. Por fim a representação do eixo de até quatro massas no modelo é caracterizada pela constante de inércia  $H$ , a constante de amortecimento natural  $D$  e o coeficiente de rigidez entre os estágios  $K$ . Os parâmetros utilizados no modelo da turbina a vapor são mostrados na Tabela B.5.

Na modelagem do motor diesel foi utilizada a biblioteca *GOVERNOR and DIESEL ENGINE* (do inglês - governador de velocidade e motor diesel) do *Sympowersystems*, que representa um motor diesel com controle de velocidade e ganho proporcional, dois estágios de atuadores e constante de tempo representando a inércia do motor diesel. Os parâmetros utilizados no modelo da turbina a vapor são mostrados na Tabela B.6.

VARIÁVEIS DO MODELO DE TURBINA A VAPOR E GOVERNADOR DE VELOCIDADE	OPERAÇÃO EM PARALELO
Ganho Proporcional- $K_p$	3,0
Droop permanente - $R_p$ (p.u.)	0,05
Zona morta de atuação - $D_z$ (p.u.)	0
Relé de velocidade - $T_{sr}$ (s)	0,00001
Constante de tempo do servo-motor - $T_{sm}$ (p.u.)	0,1
Limite mínimo de velocidade de abertura da válvula $V_{gmin}$ (p.u./s)	-0,2
Limite máximo de velocidade de abertura da válvula $V_{gmax}$ (p.u./s)	0,1
Limite mínimo de abertura da válvula - $g_{min}$ (p.u.)	0
Limite máximo de abertura da válvula - $g_{max}$ (p.u.)	5
Constante de tempo de segundo estágio da turbina a vapor $T_2$ (s)	0,5
Constante de tempo de terceiro estágio da turbina a vapor $T_3$ (s)	0
Constante de tempo de quarto estágio da turbina a vapor $T_4$ (s)	0
Constante de tempo de quinto estágio da turbina a vapor $T_5$ (s)	0,3
Fração de torque da turbina a vapor - Segundo estágio $F_2$	0,6
Fração de torque da turbina a vapor - Terceiro estágio $F_3$	0,0
Fração de torque da turbina a vapor - Quarto estágio $F_4$	0,0
Fração de torque da turbina a vapor - Quinto estágio $F_5$	0,4

**Tabela B.5** – Representação dos dados para Modelo de Turbina a Vapor

VARIÁVEIS DO MODELO DE MOTOR DIESEL	PARÂMETROS DA SITUAÇÃO OPERAÇÃO ISOLADA
Ganho Proporcional $K_p$	40
Constante de tempo do regulador de velocidade $T_1$ (s)	0,01
Constante de tempo do regulador de velocidade $T_2$ (s)	0,02
Constante de tempo do regulador de velocidade $T_3$ (s)	0,2
Constante de tempo do atuador $T_4$ (s)	0,25
Constante de tempo do atuador $T_5$ (s)	0,09
Constante de tempo do atuador $T_6$ (s)	0,0384
Limite mínimo de Torque $T_{min}$ (p.u.)	0
Limite máximo de Torque $T_{max}$ (p.u.)	1,1
Constante de tempo do motor diesel $T_d$ (s)	0,024

**Tabela B.6** - Representação dos dados para Modelo de Motor Diesel

## B.8 - DADOS PARA SIMULAÇÃO DO TRANSFORMADOR ELEVADOR

Durante a realização das simulações de operação em paralelo e operação isolada, o modelo utilizado para o transformador elevador foi o mesmo.

Foi utilizada a biblioteca *THREE-PHASE TRANSFORMER (TWO WINDINGS)* (do inglês - transformador trifásico com dois enrolamentos) do *Sympowersystems*, que implementa um transformador trifásico através da utilização de três transformadores monofásicos. Este modelo também apresenta a possibilidade de realização de simulações considerando a saturação do núcleo do transformador, a qual não foi feita por questões de simplificação.

Este modelo também apresenta a possibilidade de escolha de conexão dos enrolamentos primários e secundários, que foi feita em fechamento *estrela com o neutro aterrado* nos enrolamentos primários (138 kV) e em *delta* para os enrolamentos secundários (13,8 kV), como normalmente podem ser encontrados em plantas reais. Os parâmetros utilizados no

modelo são mostrados na Tabela B.7.

VARIÁVEIS DO MODELO DE TRANSFORMADOR	OPERAÇÃO EM PARALELO	OPERAÇÃO ISOLADA
Potência Nominal- Pn (VA)	35e6	35e6
Frequência Nominal - fn (Hz)	60	60
Conexão do enrolamento primário (ABC)	Yg	Yg
Tensão nominal do enrolamento primário V1 ph-ph (Vrms)	138e3	138e3
Resistência do enrolamento primário - R1 (p.u.)	0,0015	0,0015
Indutância do enrolamento primário - L1 (p.u.)	0,03	0,03
Conexão do enrolamento secundário (ABC)	D1	D1
Tensão nominal do enrolamento secundário V2 ph-ph (Vrms)	13,8e3	13,8e3
Resistência do enrolamento secundário - R2 (p.u.)	0,0015	0,0015
Indutância do enrolamento secundário - L2 (p.u.)	0,03	0,03
Resistência de magnetização - Rm (p.u.)	200	200
Indutância de magnetização - Lm (p.u.)	200	200

**Tabela B.7** - Representação dos dados para Modelo do Transformador Elevador