



Universidade Estadual de Campinas  
Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação  
Departamento de Sistemas de Energia Elétrica

# Controle Vetorial de Geradores Síncronos Usando FACTS para Melhorar a Estabilidade Transitória de Sistemas de Energia Elétrica

Autor: Walmir de Freitas Filho  
Orientador: Prof. Dr. André Luiz Morelato França

Tese apresentada à Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação da UNICAMP como parte dos requisitos exigidos para a obtenção do título de Doutor em Engenharia Elétrica.

## Comissão Julgadora:

Prof. Dr. André Luiz Morelato França	FEEC/UNICAMP
Prof. Dr. Antonio Padilha Feltrin	FEIS/UNESP
Prof. Dr. José Luiz Rezende Pereira	FE/UFJF
Prof. Dr. Carlos Alberto Castro Jr.	FEEC/UNICAMP
Prof. Dr. Carlos Alberto Favarin Murari	FEEC/UNICAMP
Prof. Dr. Fujio Sato	FEEC/UNICAMP

Campinas, 19 junho de 2001.

## Resumo

Este trabalho tem por objetivo investigar um novo método de controle corretivo *on-line* de estabilidade transitória de sistemas de energia elétrica, baseado na aplicação da teoria de controle vetorial de máquinas de corrente alternada visando atuar diretamente na produção de torque eletromagnético dos geradores síncronos após a ocorrência de um grande distúrbio na rede. Para execução do controle vetorial de geradores síncronos é necessário modular as correntes do estator da máquina, sendo tal modulação efetuada através do controle adequado de dispositivos FACTS instalados junto aos geradores. Duas estratégias de controle são implementadas: uma derivada do critério de igualdade de áreas e outra visando desacelerar a máquina o mais rapidamente possível, respeitando-se os limites do controlador. Ambas estratégias são simples, não demandam muitos cálculos e necessitam apenas de variáveis mensuráveis e disponíveis localmente, características fundamentais requeridas para que o controle seja exequível em tempo real. Os resultados de simulações no domínio do tempo, empregando dois sistemas multimáquinas, mostram que o método proposto é eficaz em estabilizar os sistemas.

## Abstract

A new method of corrective control for power system transient stability is investigated in this work. The method consists of controlling directly the electric torque of synchronous generators after the occurrence of a disturbance by means of the ac machine vector control approach. The synchronous generator vector control is carried out by modulating the stator currents through the appropriate control of FACTS devices. Two control strategies are implemented: one is based on the equal-area criterion and the other aims at rapidly decelerating the machine, taking into account the limits of the controller. Both strategies are simple, demanding few calculations and need only local variables to be monitored, as required by real time control applications. The simulation results obtained using multimachine systems show that the proposed method is effective in stabilizing the systems.

## Agradecimentos

Desejo expressar meus sinceros agradecimentos:

- Ao professor André Luiz Morelato França pela excelente orientação, estímulo e amizade a mim dispensados ao longo destes anos;
- Ao Departamento de Sistemas de Energia Elétrica da UNICAMP, nas pessoas de seus professores: Alcir Monticelli, André Morelato, Ariovaldo Garcia, Carlos Castro Jr., Carlos Murari e Fujio Sato pelo ótimo ambiente de trabalho que propiciam aos estudantes de pós-graduação;
- À Miriam von Zubem por manter a rede computacional do DSEE sempre funcionando e atualizada;
- À Edna Servidone por ser sempre tão prestativa;
- Aos demais amigos de departamento pela amizade e ajuda ao longo destes anos. Em especial: André Gustavo, Asada, Fernando Diniz, Haffner, Heder, Madson, Marcelo Murad, Regina, Sérgio Grilo e Zé Carlos;
- À minha esposa Maria pela dedicação, paciência e sugestões para melhorar o texto;
- À minha família pelo apoio;
- Ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq) pelo apoio financeiro, sem o qual não seria possível a realização desta pesquisa.

# Sumário

<b>1</b>	<b>Introdução</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>Estabilidade de Sistemas de Energia Elétrica</b>	<b>5</b>
2.1	Tipos de estabilidades . . . . .	5
2.2	Revisão histórica . . . . .	7
2.3	Controle de estabilidade transitória . . . . .	8
2.3.1	Controle corretivo de estabilidade transitória . . . . .	10
2.4	Modelo do sistema . . . . .	14
2.4.1	Modelo da rede de transmissão . . . . .	15
2.4.2	Modelo da carga . . . . .	15
2.4.3	Modelo do gerador síncrono e controles associados . . . . .	16
2.4.3.1	Equações eletromecânicas . . . . .	16
2.4.3.2	Equações elétricas do rotor – fluxos . . . . .	17
2.4.3.3	Equações elétricas do estator (equações algébricas – interface) . . . . .	18
2.4.3.4	AVR – Modelo IEEE - Tipo 1 . . . . .	19
2.4.3.5	Transformação de coordenadas – eixos <sub>dq</sub> ↔ eixos <sub>RI</sub> . . . . .	20
<b>3</b>	<b>Controle Vetorial de Máquinas CA</b>	<b>23</b>
3.1	Controle vetorial de motores CA . . . . .	24
3.1.1	Produção de torque eletromagnético em motores de corrente contínua . . . . .	25
3.1.2	Produção de torque eletromagnético em motores síncronos . . . . .	26
3.2	Controle vetorial de geradores síncronos . . . . .	31
3.2.1	Controle do torque por corrente do estator . . . . .	32

3.2.2	Controle do torque por fluxo do estator . . . . .	33
<b>4</b>	<b>Modelos de Dispositivos FACTS</b>	<b>37</b>
4.1	Compensadores em derivação utilizando tiristores . . . . .	40
4.2	Conversores estáticos de potência . . . . .	42
4.2.1	Capacidade de potência aparente dos conversores estáticos de potência usados em dispositivos FACTS . . . . .	45
4.3	STATCOM . . . . .	45
4.4	SSSC . . . . .	48
4.5	Dispositivos armazenadores de energia . . . . .	52
4.5.1	SMES . . . . .	52
4.6	UPFC . . . . .	55
4.6.1	Balanco de energia . . . . .	57
4.7	Implementação dos modelos de dispositivos FACTS em programas de simulação de estabilidade transitória . . . . .	60
<b>5</b>	<b>Estratégias de Controle para Melhorar a Estabilidade Transitória</b>	<b>65</b>
5.1	Controle vetorial torque de referência . . . . .	66
5.1.1	Exemplo de aplicação da estratégia de controle torque de referência . . . . .	68
5.1.2	Controle vetorial torque de referência dois estágios . . . . .	70
5.1.3	Exemplo de aplicação da estratégia de controle torque de referência dois estágios	73
5.1.4	Análise de um caso estável . . . . .	75
5.2	Controladores FACTS – torque de referência . . . . .	76
5.2.1	Impedância variável em derivação . . . . .	76
5.2.2	STATCOM . . . . .	77
5.2.3	SSSC . . . . .	78
5.2.4	UPFC . . . . .	79
5.3	Controle vetorial torque máximo . . . . .	82
5.3.1	Exemplo de aplicação da estratégia de controle torque máximo . . . . .	82
5.3.2	Limites operacionais dos dispositivos FACTS . . . . .	85
5.4	Controladores FACTS – torque máximo . . . . .	87
5.4.1	STATCOM . . . . .	87

5.4.2	SSSC	88
5.4.3	UPFC	88
<b>6</b>	<b>Testes e Resultados</b>	<b>91</b>
6.1	Controle vetorial torque de referência	92
6.1.1	WSCC3	92
6.1.1.1	Caso 1	92
6.1.1.2	Caso 2	110
6.1.2	Um exemplo de aplicação do controle vetorial torque de referência	119
6.1.3	NEW ENGLAND	120
6.1.4	Análise da estratégia de controle vetorial via torque de referência	128
6.2	Controle vetorial torque máximo	128
6.2.1	WSCC3	128
6.2.1.1	Caso 1	128
6.2.1.2	Um exemplo de aplicação do controle vetorial torque máximo	140
6.2.2	NEW ENGLAND	141
6.3	Uma comparação entre as estratégias de controle torque de referência e torque máximo	150
6.4	Análise dos modelos dos dispositivos FACTS	151
6.4.1	Caso 1	151
6.4.2	Caso 2	153
<b>7</b>	<b>Conclusões</b>	<b>155</b>
	<b>Referências Bibliográficas</b>	<b>157</b>
<b>A</b>	<b>Dados dos Sistemas Simulados</b>	<b>165</b>
A.1	Sistema KUNDUR - 1 máquina	165
A.2	Sistema WSCC - 3 máquinas	166
A.3	Sistema NEW ENGLAND - 10 máquinas	168
<b>B</b>	<b>Divulgação da Pesquisa</b>	<b>173</b>

# Lista de Figuras

2.1	Controle de estabilidade transitória. . . . .	9
2.2	Controle de estabilidade transitória híbrido. . . . .	10
2.3	Modelo injeção de corrente – Dommel e Sato. . . . .	18
2.4	Regulador de tensão - Modelo IEEE - Tipo 1. . . . .	19
2.5	Eixos <b>dq</b> e <b>RI</b> . . . . .	20
3.1	Motor de corrente contínua. . . . .	26
3.2	Motor síncrono. . . . .	27
3.3	Motor síncrono – influência do ângulo interno. . . . .	28
3.4	Corrente e fluxo da máquina síncrona em diversos sistemas de coordenadas. . . . .	29
3.5	Controle vetorial de um motor síncrono trifásico. . . . .	30
3.6	Produção de torque eletromagnético de um motor síncrono sob controle vetorial. . . . .	31
3.7	Regulador de tensão estático e controle vetorial. . . . .	34
4.1	Admitância em derivação variável. . . . .	40
4.2	Admitância em derivação variável representada por injeção de corrente. . . . .	41
4.3	Conversores (diagrama unifilar) – (a) tipo fonte de corrente. (b) tipo fonte de tensão. . . . .	42
4.4	Conversores (diagrama trifilar) – (a) tipo fonte de corrente. (b) tipo fonte de tensão. . . . .	43
4.5	Configuração multipulsos. . . . .	44
4.6	Configuração multiníveis. . . . .	44
4.7	STATCOM. . . . .	46
4.8	Modelo por injeção de corrente do STATCOM. . . . .	47
4.9	SSSC. . . . .	48
4.10	Modelo por injeção de corrente do SSSC. . . . .	49

4.11	Modelo por injeção de corrente do SSSC eliminando a barra fictícia – impedância simples. . . . .	50
4.12	Modelo por injeção de corrente do SSSC eliminando a barra fictícia – $\pi$ -equivalente. . . . .	51
4.13	Enrolamento supercondutor. . . . .	53
4.14	STATCOM equipado com um SMES. . . . .	54
4.15	Chopper. . . . .	54
4.16	UPFC. . . . .	55
4.17	Modelo por injeção de corrente do UPFC. . . . .	56
4.18	Modelo por injeção de corrente do UPFC eliminando a barra fictícia – impedância simples. . . . .	58
4.19	Modelo por injeção de corrente do UPFC eliminando a barra fictícia – $\pi$ -equivalente. . . . .	59
4.20	Esquema de solução alternado do conjunto algébrico-diferencial. . . . .	61
5.1	Estratégias de controle. . . . .	66
5.2	Igualdade de áreas – controle vetorial torque de referência. . . . .	67
5.3	Sistema máquina síncrona – barra infinita com controlador vetorial em derivação. . . . .	68
5.4	Resposta de ângulo do gerador – caso sem controle vetorial. . . . .	69
5.5	Respostas de ângulo e de torque elétrico do gerador – caso com controle vetorial torque de referência. . . . .	70
5.6	Planos de fase – caso com controle vetorial torque de referência. . . . .	70
5.7	Igualdade de áreas – controle vetorial torque de referência dois estágios. . . . .	72
5.8	Igualdade de áreas – caso instável na primeira oscilação. . . . .	73
5.9	Igualdade de áreas – caso instável por <i>back-swing</i> . . . . .	73
5.10	Respostas de ângulo e de torque elétrico do gerador – caso com controle vetorial torque de referência dois estágios. . . . .	74
5.11	Planos de fase – caso com controle vetorial torque de referência dois estágios. . . . .	75
5.12	Resposta de ângulo do gerador – SCV: sem controle vetorial; CV1: com controle vetorial torque de referência; CV2: com controle vetorial torque de referência dois estágios. . . . .	75
5.13	Impedância variável em derivação. . . . .	77
5.14	Controlador impedância variável equivalente. . . . .	77
5.15	STATCOM. . . . .	78
5.16	Controlador STATCOM. . . . .	78



5.17	SSSC. . . . .	79
5.18	Controlador SSSC. . . . .	79
5.19	UPFC. . . . .	80
5.20	Controlador UPFC – Caso 1. . . . .	81
5.21	Controlador UPFC – Caso 2. . . . .	81
5.22	Sistema máquina síncrona – barra infinita com controlador vetorial em derivação. . .	82
5.23	Respostas de ângulo e de torque elétrico do gerador – caso com controle vetorial. . .	84
5.24	Planos de fase – caso com controle vetorial torque máximo. . . . .	84
5.25	Resposta de ângulo do gerador – SCV: sem controle vetorial; CVM: com controle vetorial torque máximo. . . . .	85
5.26	Limite de corrente do STATCOM em função do tempo. . . . .	86
6.1	Diagrama unifilar do sistema WSCC3. . . . .	93
6.2	Ângulos relativos – sem controle vetorial. . . . .	93
6.3	Variáveis dos geradores com controle vetorial torque de referência – STATCOM. . .	94
6.4	Variáveis dos geradores com controle vetorial torque de referência – STATCOM. . .	94
6.5	Variáveis do STATCOM – potência aparente/energia trocada com a rede. . . . .	95
6.6	Variáveis do STATCOM – potência ativa/potência reativa. . . . .	95
6.7	Variáveis dos geradores com controle vetorial torque de referência – SSSC. . . . .	97
6.8	Variáveis dos geradores com controle vetorial torque de referência – SSSC. . . . .	97
6.9	Variáveis do SSSC – potência aparente/energia trocada com a rede. . . . .	98
6.10	Variáveis do SSSC – potência ativa/potência reativa. . . . .	98
6.11	Variáveis dos geradores com controle vetorial torque de referência – UPFCSE. . . . .	99
6.12	Variáveis dos geradores com controle vetorial torque de referência – UPFCSE. . . . .	100
6.13	Variáveis do conversor série do UPFCSE – potência aparente/energia trocada com a rede. . . . .	100
6.14	Variáveis do conversor série do UPFCSE – potência ativa/potência reativa. . . . .	101
6.15	Variáveis do conversor em derivação do UPFCSE – potência aparente/energia trocada com a rede. . . . .	101
6.16	Variáveis do conversor em derivação do UPFCSE – potência ativa/potência reativa. .	102
6.17	Variáveis dos geradores com controle vetorial torque de referência – UPFCSH. . . . .	103
6.18	Variáveis dos geradores com controle vetorial torque de referência – UPFCSH. . . . .	103

6.19	Variáveis do conversor série do UPFCSH – potência aparente/energia trocada com a rede. . . . .	104
6.20	Variáveis do conversor série do UPFCSH – potência ativa/potência reativa. . . . .	104
6.21	Variáveis do conversor em derivação do UPFCSH – potência aparente/energia trocada com a rede. . . . .	105
6.22	Variáveis do conversor em derivação do UPFCSH – potência ativa/potência reativa. . . . .	105
6.23	Sistema e fasores antes do início do controle vetorial – pré-controle vetorial. . . . .	106
6.24	Sistema e fasores após o início do controle vetorial – STATCOM. . . . .	107
6.25	Sistema e fasores após o início do controle vetorial – SSSC. . . . .	107
6.26	Sistema e fasores após o início do controle vetorial – UPFCSE. . . . .	108
6.27	Sistema e fasores após o início do controle vetorial – UPFCSH. . . . .	109
6.28	Ângulos relativos – sem controle vetorial. . . . .	111
6.29	Variáveis dos geradores com controle vetorial torque de referência no gerador 3 – STATCOM. . . . .	111
6.30	Variáveis dos geradores com controle vetorial torque de referência no gerador 3 – STATCOM. . . . .	112
6.31	Variáveis do STATCOM – Gerador 3 – potência aparente/energia trocada com a rede. . . . .	113
6.32	Variáveis do STATCOM – Gerador 3 – potência ativa/potência reativa. . . . .	113
6.33	Variáveis dos geradores com controle vetorial torque de referência no gerador 2 – STATCOM. . . . .	114
6.34	Variáveis dos geradores com controle vetorial torque de referência no gerador 2 – STATCOM. . . . .	115
6.35	Variáveis do STATCOM – Gerador 2 – potência aparente/energia trocada com a rede. . . . .	115
6.36	Variáveis do STATCOM – Gerador 2 – potência ativa/potência reativa. . . . .	116
6.37	Variáveis dos geradores com controle vetorial torque de referência – UPFCSH. . . . .	116
6.38	Variáveis do conversor série do UPFCSH – potência aparente/energia trocada com a rede. . . . .	117
6.39	Variáveis do conversor série do UPFCSH – potência ativa/potência reativa. . . . .	117
6.40	Variáveis do conversor em derivação do UPFCSH – potência aparente/energia trocada com a rede. . . . .	118
6.41	Variáveis do conversor em derivação do UPFCSH – potência ativa/potência reativa. . . . .	118
6.42	Diagrama unifilar do sistema NEW ENGLAND. . . . .	121
6.43	Ângulos relativos – sem controle vetorial. . . . .	122

6.44	Variáveis dos geradores com controle vetorial torque de referência – STATCOM. . . . .	122
6.45	Variáveis dos geradores com controle vetorial torque de referência – STATCOM. . . . .	123
6.46	Variáveis do STATCOM – potência aparente/energia trocada com a rede. . . . .	123
6.47	Variáveis do STATCOM – potência ativa/potência reativa. . . . .	124
6.48	Variáveis dos geradores com controle vetorial torque de referência – UPFCSH. . . . .	125
6.49	Variáveis dos geradores com controle vetorial torque de referência – UPFCSH. . . . .	125
6.50	Variáveis do conversor série do UPFCSH – potência aparente/energia trocada com a rede. . . . .	126
6.51	Variáveis do conversor série do UPFCSH – potência ativa/potência reativa. . . . .	126
6.52	Variáveis do conversor em derivação do UPFCSH – potência aparente/energia trocada com a rede. . . . .	127
6.53	Variáveis do conversor em derivação do UPFCSH – potência ativa/potência reativa. . . . .	127
6.54	Ângulos relativos – sem controle vetorial. . . . .	129
6.55	Variáveis dos geradores com controle vetorial torque máximo – STATCOM. . . . .	130
6.56	Variáveis do STATCOM – potência aparente/energia trocada com a rede. . . . .	130
6.57	Variáveis do STATCOM – potência ativa/potência reativa. . . . .	131
6.58	Variáveis dos geradores com controle vetorial torque máximo – SSSC. . . . .	131
6.59	Variáveis do SSSC – potência aparente/energia trocada com a rede. . . . .	132
6.60	Variáveis do SSSC – potência ativa/potência reativa. . . . .	133
6.61	Variáveis dos geradores com controle vetorial torque máximo – UPFCSE. . . . .	133
6.62	Variáveis do conversor série do UPFCSE – potência aparente/energia trocada com a rede. . . . .	134
6.63	Variáveis do conversor série do UPFCSE – potência ativa/potência reativa. . . . .	135
6.64	Variáveis do conversor em derivação do UPFCSE – potência aparente/energia trocada com a rede. . . . .	135
6.65	Variáveis do conversor em derivação do UPFCSE – potência ativa/potência reativa. . . . .	136
6.66	Variáveis dos geradores com controle vetorial torque máximo – UPFCSH. . . . .	136
6.67	Variáveis do conversor série do UPFCSH – potência aparente/energia trocada com a rede. . . . .	137
6.68	Variáveis do conversor série do UPFCSH – potência ativa/potência reativa. . . . .	138
6.69	Variáveis do conversor em derivação do UPFCSH – potência aparente/energia trocada com a rede. . . . .	138

6.70	Variáveis do conversor em derivação do UPFCSH – potência ativa/potência reativa.	139
6.71	Ângulos relativos – sem controle vetorial.	142
6.72	Variáveis dos geradores com controle vetorial torque máximo – STATCOM.	143
6.73	Variáveis dos geradores com controle vetorial torque máximo – STATCOM.	143
6.74	Variáveis do STATCOM – potência aparente/energia trocada com a rede.	144
6.75	Variáveis do STATCOM – potência ativa/potência reativa.	144
6.76	Variáveis dos geradores com controle vetorial torque máximo – SSSC.	145
6.77	Variáveis dos geradores com controle vetorial torque de referência – SSSC.	145
6.78	Variáveis do SSSC – potência aparente/energia trocada com a rede.	146
6.79	Variáveis do SSSC – potência ativa/potência reativa.	146
6.80	Variáveis dos geradores com controle vetorial torque máximo – UPFCSE.	147
6.81	Variáveis dos geradores com controle vetorial torque máximo – UPFCSE.	147
6.82	Variáveis do conversor série do UPFCSE – potência aparente/energia trocada com a rede.	148
6.83	Variáveis do conversor série do UPFCSE – potência ativa/potência reativa.	149
6.84	Variáveis do conversor em derivação do UPFCSE – potência aparente/energia trocada com a rede.	149
6.85	Variáveis do conversor em derivação do UPFCSE – potência ativa/potência reativa.	150
6.86	Torque elétrico (pu).	152
6.87	Potência reativa do conversor em derivação do UPFCSE (pu).	152
6.88	Torque elétrico (pu).	154
A.1	Diagrama unifilar do sistema KUNDUR.	165
A.2	AVR + PSS do gerador do sistema KUNDUR.	166
A.3	Diagrama unifilar do sistema WSCC3.	167
A.4	Diagrama unifilar do sistema NEW ENGLAND.	169

# Lista de Tabelas

5.1	Limites dos FACTS. . . . .	87
6.1	Valores dos fasores. . . . .	110
6.2	Aplicação do controle vetorial torque de referência para aumentar as margens de estabilidade transitória das contingências mais críticas do sistema WSCC3. . . . .	120
6.3	Comparação entre as estratégias de controle torque de referência e torque máximo. . . . .	140
6.4	Aplicação do controle vetorial torque máximo para aumentar as margens de estabilidade transitória das contingências mais críticas do sistema WSCC3. . . . .	140
6.5	Contingência: curto-circuito trifásico na barra 9, seguido pela eliminação do ramo 9-6 em 200 ms – geradores 2 e 3 com controle vetorial torque máximo. . . . .	141
A.1	Dados das barras – KUNDUR. . . . .	165
A.2	Dados dos ramos – KUNDUR. . . . .	166
A.3	Dados do gerador – KUNDUR. . . . .	166
A.4	Dados do sistema de excitação – KUNDUR. . . . .	166
A.5	Dados das barras – WSCC3. . . . .	167
A.6	Dados dos ramos – WSCC3. . . . .	168
A.7	Dados dos geradores – WSCC3. . . . .	168
A.8	Dados dos sistemas de excitação – WSCC3. . . . .	168
A.9	Dados das barras – NEW ENGLAND. . . . .	170
A.10	Dados dos ramos – NEW ENGLAND. . . . .	171
A.11	Dados dos geradores – NEW ENGLAND. . . . .	172
A.12	Dados dos sistemas de excitação – NEW ENGLAND. . . . .	172

# Lista de Notações e Símbolos

CA	= corrente alternada.
CC	= corrente contínua.
FACTS	= <i>Flexible Alternating Current Transmission Systems</i> .
SVC	= <i>Static VAR Compensator</i> .
TSR	= <i>Thyristor Switched Reactor</i> .
TCR	= <i>Thyristor Controlled Reactor</i> .
TSC	= <i>Thyristor Switched Capacitor</i> .
TCBR	= <i>Thyristor Controlled Braking Resistor</i> .
$\mathbf{y}$	= vetor das variáveis diferenciais.
$\mathbf{x}$	= vetor das variáveis algébricas.
$p$	= operador $\frac{d}{dt}$ .
$\mathbf{I}$	= vetor das injeções de corrente (pu).
$\mathbf{Y}_{bus}$	= matriz admitância de barra (pu).
$\mathbf{V}$	= vetor das tensões nodais (pu).
$\bar{I}_{gi}$	= fasor da corrente injetada na barra $i$ por geradores (pu).
$\bar{I}_{ci}$	= fasor da corrente injetada na barra $i$ por cargas (pu).
$\bar{I}_{facti}$	= fasor da corrente injetada na barra $i$ por FACTS (pu).
$\bar{I}_c$	= fasor da corrente injetada na rede pela carga (pu).
$P_c$	= potência ativa da carga (pu).
$P_o$	= potência ativa inicial da carga (pu).
$Q_c$	= potência reativa da carga (pu).
$Q_o$	= potência reativa inicial da carga (pu).
$\bar{V}_i$	= fasor da tensão nodal na barra $i$ (pu).
$\bar{V}_{io}$	= fasor da tensão nodal inicial na barra $i$ (pu).
$a_2, a_1, a_o$	= parcela da parte ativa da carga representada por impedância constante, corrente constante e potência constante, respectivamente.
$b_2, b_1, b_o$	= parcela da parte reativa da carga representada por impedância constante, corrente constante e potência constante, respectivamente.
$j$	= operador $\sqrt{-1}$ .
$\omega_o$	= velocidade angular síncrona do sistema (rad/s).
$\omega$	= velocidade angular do rotor (rad/s).
$\Delta\omega$	= $\omega - \omega_o$ = desvio de velocidade angular do rotor (rad/s).
$T_m$	= torque mecânico do gerador síncrono (pu).
$T_e$	= torque elétrico do gerador síncrono (pu).

$\delta$	= ângulo do rotor em relação ao eixo de rotação síncrona (rad).
$H$	= constante de inércia (s).
$D$	= coeficiente de amortecimento.
$\psi_s$	= vetor fluxo do estator (pu).
$\psi_d$	= fluxo do estator de eixo direto (pu).
$\psi_q$	= fluxo do estator de eixo em quadratura (pu).
$i_d$	= corrente do estator de eixo direto (pu).
$i_q$	= corrente do estator de eixo em quadratura (pu).
$i_{fd}$	= corrente de campo do eixo direto (pu).
$i_{1q}$	= corrente do enrolamento amortecedor de eixo em quadratura (pu).
$X_d$	= reatância síncrona de eixo direto (pu).
$X_q$	= reatância síncrona de eixo quadratura (pu).
$X_l$	= reatância de dispersão do estator (pu).
$X_{ad}$	= $X_d - X_l$ = reatância mútua de eixo direto (pu).
$X_{aq}$	= $X_q - X_l$ = reatância mútua de eixo em quadratura (pu).
$\psi_{fd}$	= fluxo do enrolamento de campo de eixo direto (pu).
$\psi_{1q}$	= fluxo do enrolamento amortecedor de eixo em quadratura (pu).
$e_{fd}$	= tensão de campo do eixo direto (pu).
$X_{fd}$	= reatância do enrolamento de campo de eixo direto (pu).
$R_{fd}$	= resistência do enrolamento de campo de eixo direto (pu).
$X_{1q}$	= reatância do enrolamento amortecedor de eixo em quadratura (pu).
$X_d^l$	= reatância transitória de eixo direto (pu).
$X_q^l$	= reatância transitória de eixo em quadratura (pu).
$T_{do}^l$	= constante de tempo transitória de eixo direto (s).
$T_{qo}^l$	= constante de tempo transitória de eixo em quadratura (s).
$\bar{I}_t$	= fasor da corrente terminal no sistema síncrono de coordenadas (pu).
$\bar{V}_t$	= fasor de tensão terminal (pu).
$R_a$	= resistência do enrolamento do estator (pu).
$E_a$	= força contra-eletromotriz (pu).
$\psi_{fd}$	= fluxo de campo (pu).
$\omega_a$	= velocidade angular da armadura (rad/s).
$I_a$	= corrente de armadura (pu).
$\gamma$	= ângulo entre o fasor da corrente terminal e o fasor da força contra-eletromotriz (rad).
$\psi_\alpha$	= ângulo entre o sistema de coordenadas $\alpha\beta$ e o sistema de coordenadas $\psi\mathbf{T}_e$ (rad).
$d_\alpha$	= ângulo entre o sistema de coordenadas $\alpha\beta$ e o sistema de coordenadas $dq$ (rad).
$i_\alpha$	= componente da corrente do estator no eixo $\alpha$ (pu).
$i_\beta$	= componente da corrente do estator no eixo $\beta$ (pu).
$i_\psi$	= componente da corrente do estator no eixo $\psi$ responsável pela produção de fluxo eletromagnético (pu).
$i_{T_e}$	= componente da corrente do estator no eixo $\mathbf{T}_e$ responsável pela produção de torque eletromagnético (pu).
$z_{ij}$	= impedância entre a barra $i$ e $j$ (pu).
$\bar{V}_{conv}$	= fasor da tensão produzida pelo conversor (pu).

$V_{CC}$	= tensão no capacitor (pu).
$m$	= índice de modulação do PWM.
$k$	= ganho de tensão do PWM.
$\bar{V}_{sh}$	= fasor da tensão na saída do conversor em derivação (pu).
$\bar{I}_{sh}$	= fasor da corrente injetada na rede pelo conversor em derivação (pu).
$S_{sh}$	= potência complexa consumida/fornecida pelo equipamento FACTS em derivação (pu).
$E_{sh}$	= energia consumida/fornecida pelo equipamento FACTS em derivação (pu).
$z_{tr\ sh}$	= impedância do transformador de acoplamento em derivação (pu).
$\bar{V}_{se}$	= fasor da tensão na saída do conversor série (pu).
$\bar{I}_{se}$	= fasor da corrente injetada na rede pelo conversor série (pu).
$S_{se}$	= potência complexa fornecida/consumida pelo equipamento FACTS em série (pu).
$E_{se}$	= energia fornecida/consumida pelo equipamento FACTS em série (pu).
$z_{tr\ se}$	= impedância do transformador de inserção série (pu).
$\bar{I}_{ij}$	= fasor da corrente de linha entre as barras $i$ e $j$ (pu).
$V_L$	= tensão CC no indutor feito de material supercondutor (pu).
$I_L$	= corrente CC através do indutor feito de material supercondutor (pu).
$I_{CC2}$	= corrente CC injetada pelo <i>chopper</i> (pu).
$T_e^{max}$	= valor do torque elétrico no instante de máximo.
$GT_{min}$	= fator de segurança torque mínimo.
$f_{at\ \Delta\omega}$	= fator desvio de velocidade angular do rotor.
$\delta_{inicev}$	= valor do ângulo do rotor no instante inicial do controle vetorial torque de referência dois estágios.
$G_{Tm}$	= ganho de torque.
$G_\delta$	= ganho de ângulo.
$I_{trans1}$	= limite transitório de corrente para alguns milissegundos (pu).
$I_{trans2}$	= limite transitório de corrente para 1 segundo (pu).
$I_{trans3}$	= limite transitório de corrente para 10 segundos (pu).
$I_{perm}$	= limite de regime permanente de corrente (pu).
$M$	= margem de estabilidade transitória.
$t_{crit}$	= tempo crítico de eliminação da falta (s).
$t_{elim}$	= tempo de eliminação da falta (s).



# Capítulo 1

## Introdução

A maioria dos sistemas de energia elétrica atuais são interligados, estendendo-se por grandes áreas geográficas que podem ser compostas por vários países, como é o caso dos sistemas elétricos da América do Norte, da Europa e mais recentemente da América do Sul. Essas interligações são destinadas a melhorar a confiabilidade, através da ajuda mútua entre áreas vizinhas, e levar a uma operação mais econômica, em razão da necessidade de menor reserva de energia (reserva girante) e do uso de fontes primárias de energia de forma mais racional. Contudo, os sistemas de energia elétrica estão operando cada vez mais próximos dos seus limites, isso em virtude das restrições econômicas e ambientais que dificultam a expansão da geração e da transmissão. Um dos principais limites que restringe o pleno atendimento da demanda é o de estabilidade.

O limite de estabilidade indica a capacidade do sistema retornar a um ponto de equilíbrio estável após a ocorrência de uma perturbação. Essas perturbações podem ser consideradas de grande magnitude, causando grandes excursões nos valores das variáveis do sistema, ou de pequena magnitude. Como exemplos de grandes perturbações têm-se: saída de operação de grandes geradores ou cargas, curtos-circuitos com desligamento de linhas de transmissão, ao passo que exemplos de pequenas perturbações são as variações contínuas da carga do sistema. Na análise de estabilidade frente a pequenas perturbações, as equações matemáticas que representam o sistema podem ser linearizadas, já no caso de estabilidade frente a grandes perturbações não é possível linearizar as equações por causa da característica altamente não-linear. Além disso, a estabilidade pode ser de ângulo, de tensão ou de frequência ou mesmo uma combinação dessas, embora nem sempre seja possível determinar com precisão qual o tipo de instabilidade verificada.

O enfoque deste trabalho é a estabilidade angular frente a grandes perturbações, denominada *estabilidade transitória*. Estabilidade transitória preocupa-se com a capacidade dos geradores síncronos continuarem operando em sincronismo após a ocorrência de um grande distúrbio na rede. Quando o sistema é instável, ações de controle devem ser tomadas para garantir que este continue operando e, se possível, atendendo a totalidade da demanda. As ações de controle podem ser de duas formas: *preventivas* ou *corretivas*. Na primeira situação, após estudos que podem ser efetuados *off-line* ou *on-line*, caso seja verificado que um determinado ponto de operação é instável se ocorrer alguma contingência plausível, então esse ponto é modificado mesmo com a possibilidade de tal contingência não ocorrer. No caso de controle corretivo, as ações de controle são realmente iniciadas somente após a ocorrência do distúrbio. Estas ações podem ser pré-programadas, deter-

minadas a partir de estudos *off-line* ou *on-line* fundamentados em previsões de cenários futuros que são efetuados a cada 15 ou 30 minutos, porém sempre há o risco de algum cenário vir a acontecer que não tenha sido investigado. Outra forma de controle corretivo utiliza controladores que atuam a partir de medidas de variáveis do sistema, ação corretiva *on-line*. Tais controladores devem ser operados de forma a não ocorrer interferência entre eles, prejudicando a dinâmica do sistema.

O objetivo deste trabalho é desenvolver um novo método de controle corretivo *on-line* de estabilidade transitória, baseado em medidas de variáveis do sistema, utilizando teoria de controle vetorial de máquinas de corrente alternada (CA) para atuar diretamente nos torques eletromagnéticos<sup>1</sup> dos geradores síncronos, após a ocorrência de um grande distúrbio na rede. Observa-se que não há relatos na literatura especializada do uso de controle vetorial em geradores síncronos, sendo essa aplicação uma das principais contribuições do presente trabalho.

O controle vetorial de máquinas CA consiste em atuar nas magnitudes e nos ângulos das correntes e/ou das tensões da máquina, por isso o nome vetorial, de forma a desacoplar as produções de torque e fluxo eletromagnéticos, assim como ocorre nas máquinas de corrente contínua (CC) com excitação independente. A característica de resposta, rápida e precisa, é a principal vantagem desse método.

Para aplicar a teoria de controle vetorial em geradores síncronos é necessário modular as correntes do estator. Isso pode ser efetuado empregando-se dispositivos FACTS (*Flexible Alternating Current Transmission Systems*). FACTS são equipamentos baseados em eletrônica de potência para flexibilizar os sistemas de transmissão CA, como o próprio nome indica. Esses equipamentos estão sendo cada vez mais adotados em sistemas de transmissão no mundo todo. Entre os diversos dispositivos existentes, os fundamentados em conversores estáticos de potência que empregam chaves autocomutadas apresentam um grau ainda maior de flexibilidade e rapidez de resposta.

No uso de controle vetorial de geradores síncronos de forma a melhorar a estabilidade transitória é necessário traçar estratégias de controle. As estratégias de controle implementadas aqui são inspiradas no critério de igualdade de áreas ou em estabilizar o sistema o mais rápido possível, respeitando-se os limites do controlador. Assim, tais estratégias podem ser divididas em duas categorias. Na primeira categoria um torque eletromagnético de referência é fornecido ao controlador vetorial e a partir disso determinam-se os valores das variáveis do controlador que impõem esse torque à máquina. No segundo caso, dispondo de um dispositivo FACTS determina-se qual o máximo torque elétrico do gerador síncrono que é possível controlar vetorialmente, respeitando-se o limite de potência aparente do dispositivo.

Este trabalho está organizado conforme segue:

No Capítulo 2 introduz-se e classifica-se os diversos problemas de estabilidade de sistemas de energia elétrica, destacando a estabilidade transitória. Os principais métodos de controle corretivo de estabilidade transitória empregados são discutidos. Aproveita-se também para apresentar o modelo matemático adotado para representar os principais componentes do sistema nas simulações, sobretudo os geradores síncronos e controles associados.

No Capítulo 3 analisa-se a teoria de controle vetorial de máquinas CA, principalmente quando aplicada em motores síncronos, discutindo-se as características dos controladores e da resposta

---

<sup>1</sup>Embora a ABNT recomende o uso do termo conjugado eletromagnético, optou-se por empregar os termos torque elétrico ou torque eletromagnético por serem mais difundidos.

transitória de torque elétrico. Na seqüência, essa teoria é estendida para ser empregada em geradores síncronos, justificando-se o método adotado para executar o controle vetorial.

No Capítulo 4 introduz-se diversos equipamentos FACTS e desenvolve-se modelos adequados para estudos de estabilidade transitória. Ênfase é dada aos dispositivos que adotam conversores estáticos de potência. A interface entre as variáveis do sistema de transmissão CA e dos equipamentos FACTS é realizada exclusivamente por intermédio de injeções de corrente, e por conseguinte a implementação em programas de simulação no tempo de estabilidade transitória fica bastante simplificada. Outra característica dos modelos desenvolvidos é que a dinâmica desses dispositivos é representada utilizando sua equação de energia. Isso permitiu solucionar as variáveis algébricas da rede e dos equipamentos FACTS em um único bloco, além de suavizar o processo de convergência e aumentar a confiabilidade. Adicionalmente, a barra fictícia que normalmente é empregada na representação dos equipamentos que possuem elementos conectados em série com a rede de transmissão é eliminada, preservando a estrutura topológica da rede e facilitando representar os dispositivos de proteção desses equipamentos contra correntes de linha elevadas. O desenvolvimento desses modelos, sobretudo os dos dispositivos FACTS que utilizam conversores estáticos de potência, é uma das contribuições deste trabalho, não sendo encontrados na literatura.

No Capítulo 5 as estratégias de controle são traçadas, bem como são apresentados os controladores FACTS para execução do controle vetorial. As estratégias de controle utilizadas são fundamentadas no critério de igualdade de áreas ou na idéia de estabilizar os geradores o mais rapidamente possível, respeitando-se os limites dos controladores vetoriais. Para ilustrar as estratégias de controle investigadas, resultados considerando-se um sistema máquina síncrona - barra infinita são apresentados.

No Capítulo 6 os resultados de simulações dos controles propostos em dois sistemas multimáquinas, o WSCC3 – composto por três geradores – e o NEW ENGLAND – composto por dez geradores – são apresentados e analisados. As simulações são realizadas utilizando-se o programa SIMUL desenvolvido pelo autor deste trabalho em Matlab 5.0.

Finalmente, expõem-se as principais conclusões obtidas, discutindo-se melhorias que podem ser investigadas. Os dados dos sistemas utilizados são fornecidos nos apêndices, juntamente com os trabalhos elaborados para divulgação da pesquisa em congressos e revistas.



## Capítulo 2

# Estabilidade de Sistemas de Energia Elétrica

Neste capítulo apresenta-se e classifica-se, de forma simplificada, os diversos problemas de estabilidade presentes em sistemas de energia elétrica, juntamente com uma breve revisão histórica. Na seqüência, a problemática da estabilidade transitória e os métodos de controle empregados, que é o tema do presente trabalho, são enfatizados. Esses métodos de controle são divididos, de maneira geral, em duas categorias: métodos preventivos e métodos corretivos, sendo discutidas as principais características de cada método. No final do capítulo, explicita-se os modelos adotados para representar os diversos componentes do sistema, destacando-se os modelos dos geradores síncronos e seus controles, para executar as simulações no domínio do tempo para verificar a eficácia das ações de controle propostas.

### 2.1 Tipos de estabilidades

Estabilidade de sistemas de potência pode ser definida, de forma ampla, como a capacidade do sistema operar em um ponto de equilíbrio estável sob condições normais ou retornar a um ponto de equilíbrio estável após a ocorrência de um distúrbio [KUNDUR, 1994]. Uma forma de classificar o tipo de estabilidade, ou instabilidade, de um sistema de energia elétrica é: *estabilidade de ângulo* e *estabilidade de tensão*. Entretanto, destaca-se que diversas vezes as instabilidades ocorrem juntas, *i.e.* uma instabilidade de ângulo pode levar a uma instabilidade de tensão e vice-versa. Além disso, nem sempre é simples distingüi-las. Contudo, essa distinção é importante para projetar controladores adequados, pois os motivos que iniciam o processo de instabilidade para um tipo ou outro são bem definidos. Uma definição simples para esses dois tipos de estabilidade é [KUNDUR, 1994]:

**estabilidade de ângulo:** é a capacidade dos diversos geradores síncronos que compõem o sistema permanecerem em sincronismo após a ocorrência de perturbações na rede.

**estabilidade de tensão:** é a capacidade do sistema manter as tensões em todas as barras dentro de valores aceitáveis durante a operação normal ou após a ocorrência de perturbações na rede.

Outra forma bastante empregada para classificação utiliza o tipo de perturbação: *grande perturbação* ou *pequena perturbação*. Por grandes perturbações entendem-se os distúrbios que provocam grandes excursões nos valores das variáveis do sistema, conseqüentemente para análise não é possível linearizar as equações que representam o sistema em razão da alta não-linearidade. Como exemplos de grandes perturbações têm-se: curto-circuito em linhas de transmissão, saída de operação de um grande gerador, perda de uma linha de transmissão importante, etc. Por pequenas perturbações entendem-se os distúrbios que podem ser estudados através da linearização das equações que representam o sistema para análise. Exemplo de pequena perturbação é a variação gradual de carga que ocorre continuamente.

O tipo de resposta das variáveis resultante de uma instabilidade também pode ser adotado para classificar o tipo de instabilidade: *monotônica* ou *oscilatória*. O tipo monotônico, como o próprio nome já diz, caracteriza-se pela variação contínua, crescente ou decrescente, das respostas das variáveis do sistema. Instabilidade oscilatória caracteriza-se por oscilações de amplitude crescente nas respostas das variáveis do sistema.

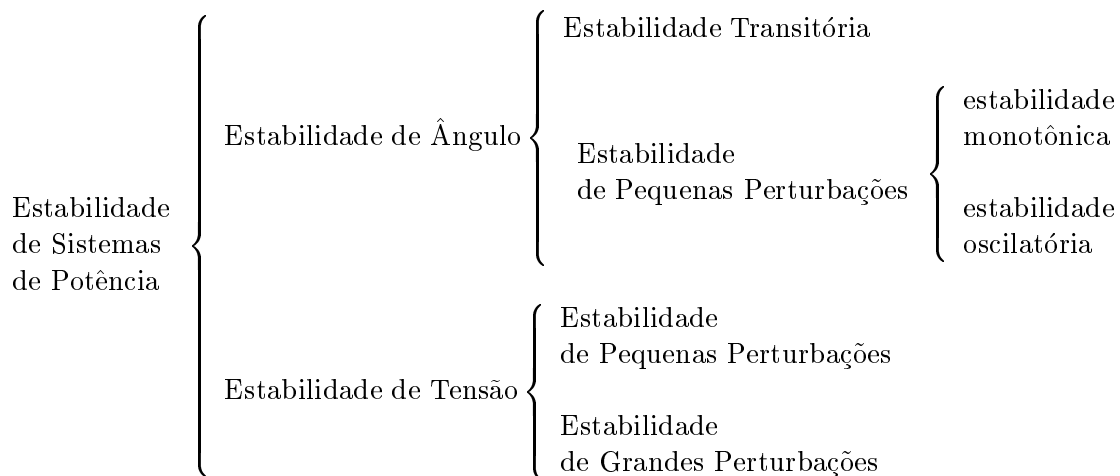
A seguir realiza-se uma rápida descrição de cada um desses tipos de estabilidade:

- estabilidade de ângulo.
  - grandes perturbações: denominada *estabilidade transitória* é a capacidade dos geradores síncronos permanecerem em sincronismo após a ocorrência de um grande distúrbio na rede. A estabilidade depende fortemente do ponto de operação inicial, *i.e.* pré-falta, do ponto de operação final, *i.e.* pós-falta, e da severidade da falta. Esse tipo de instabilidade manifesta-se como um crescimento ilimitado monotônico das diferenças de ângulos e velocidades entre os geradores. Esse crescimento pode ocorrer na primeira oscilação, *first-swing*, ou em oscilações subseqüentes. Em geral, o tempo de análise de interesse é de 3 a 5 segundos após a ocorrência da contingência.
  - pequenas perturbações: é a capacidade dos geradores síncronos permanecerem em sincronismo após a ocorrência de um pequeno distúrbio na rede. A instabilidade resultante pode manifestar-se de duas formas:
    - \* aumento ilimitado monotônico dos ângulos dos geradores em razão da falta de torque sincronizante, *i.e.* componente de torque em fase com o ângulo do rotor – denominada *estabilidade de regime permanente*.
    - \* oscilações angulares de amplitudes crescentes em virtude da falta de torque de amortecimento, *i.e.* componente de torque em fase com a velocidade do rotor – denominada *estabilidade dinâmica* ou *oscilatória*, porém não há um consenso em relação a essa nomenclatura. A análise desse tipo de estabilidade pode ser realizada linearizando-se as equações que representam a dinâmica do sistema e determinando-se os auto-valores e auto-vetores, ou como um subproduto da estabilidade transitória ao estender-se o tempo de simulação para alguns minutos.
- estabilidade de tensão.
  - grandes perturbações: é a capacidade do sistema manter as tensões das barras dentro de limites aceitáveis após a ocorrência de um grande distúrbio na rede. Esse tipo de instabilidade é fortemente influenciada pelas características das cargas e pela interação

entre controles contínuos e discretos e a proteção. Em razão das características altamente não-lineares, para análise é conveniente simulação no domínio do tempo de até 10 minutos.

- pequenas perturbações: é a capacidade do sistema manter as tensões das barras dentro de limites aceitáveis após a ocorrência de um pequeno distúrbio na rede. Esse tipo de instabilidade é influenciado fortemente pelas características das cargas e dos controles do sistema em um determinado instante. Assim, análise estática pode ser empregada para estudos desse tipo de estabilidade.

De forma esquematizada os diversos tipos de instabilidade são apresentados a seguir.



Outra forma de classificar os estudos de estabilidade realizados em sistemas de energia elétrica diz respeito ao tempo de simulação, assim tem-se:

- estabilidade de curto prazo: simulação de até 10 segundos.
- estabilidade de médio prazo: simulação de até 5 minutos.
- estabilidade de longo prazo: simulação de até 20 minutos.

## 2.2 Revisão histórica

Alguns tipos de instabilidade em sistemas elétricos são problemas antigos, enquanto outros tipos são mais recentes. A seguir, apresenta-se um breve histórico de quando cada tipo de instabilidade passou a ser preocupante na operação dos sistemas elétricos.

Sendo os sistemas elétricos constituídos por diversos geradores síncronos operando em paralelo, os primeiros problemas de estabilidade que surgiram foram em relação à capacidade de manter esses geradores operando em sincronismo após a ocorrência de grandes distúrbios na rede, estabilidade transitória. Entretanto, nos primeiros vinte anos do século XX, os problemas de instabilidade

não eram tão significantes [KIMBARK, 1948], pois, antes do desenvolvimento dos reguladores automáticos de tensão, os sistemas tinham que ser criteriosamente projetados para apresentarem um bom perfil de tensão, levando a circuitos, linhas e transformadores, e máquinas com baixas reatâncias. Como consequência, os limites de estabilidade angular eram bem maiores. Além disso, nessa época os sistemas eram pouco interligados e portanto havia um número pequeno de geradores síncronos operando em paralelo. Com o desenvolvimento dos reguladores automáticos de tensão, a partir do meio da década de 20, foi possível aumentar as reatâncias das máquinas, dos transformadores e das linhas de transmissão resultando em projetos mais econômicos e limitando as correntes de curto-circuito, porém diminuindo os limites de estabilidade transitória e de regime permanente. Os primeiros problemas de instabilidade transitória foram relacionados com linhas de transmissão longas interconectando grandes usinas hidrelétricas aos centros de cargas, ou com linhas de pequeno porte (fracas) interligando dois grandes sistemas [KIMBARK, 1948].

Nessa época, as principais investigações para aumentar os limites de estabilidade angular baseavam-se em excitatrizes mais poderosas e no aumento da rapidez de atuação dos dispositivos de proteção. Nos anos 40, através de estudos realizados por Concordia, tornou-se evidente que reguladores automáticos de tensão de ação rápida e com altos ganhos de tensão podiam aumentar bastante os limites de estabilidade de regime permanente e transitória [CONCORDIA, 1944]. No entanto, em estudos posteriores realizados por Heffron e Phillips, constatou-se que esses reguladores podiam provocar desempenhos oscilatórios nos geradores, levando o sistema à instabilidade sob a forma de oscilações de amplitudes crescentes, estabilidade dinâmica ou oscilatória [HEFFRON e PHILLIPS, 1952]. A partir da segunda metade dos anos 50 as interligações entre sistemas materializaram-se de forma mais efetiva. Nessa época, vários problemas de instabilidade oscilatória foram observados nas primeiras interligações entre os Estados Unidos da América e o Canadá [HANSON et al., 1968; SCHLEIF e WHITE, 1966]. Assim, para aumentar os limites de estabilidade dinâmica de sistemas de energia elétrica foi proposto o uso de PSS (*Power Systems Stabilizer*) - os quais consistem em introduzir sinais estabilizantes nos sistemas de excitação ou nos reguladores de velocidade dos geradores [SCHLEIF et al., 1969; SCHLEIF et al., 1968; MITTELS-TADT, 1968; DANDENO et al., 1968; ELLIS et al., 1966].

Embora o problema de estabilidade de tensão não seja novo, esse tornou-se mais preocupante recentemente [TAYLOR, 1994]. O principal fator que contribui para a instabilidade de tensão é a impossibilidade do sistema fornecer potência reativa requerida pela carga [KUNDUR, 1994], porém muitas vezes a instabilidade de tensão pode iniciar-se com instabilidade de ângulo. As principais medidas para se evitar instabilidade de tensão são: dispositivos de compensação de reativos, controle da saída de potência reativa dos geradores síncronos, controle dos *taps* dos transformadores, coordenação da proteção e dos sistemas de controle [KUNDUR, 1994].

No presente trabalho, a principal preocupação é desenvolver um novo método de ação corretiva *on-line* para melhorar a estabilidade transitória de sistemas de energia elétrica, sendo que os problemas de instabilidade de tensão e de ângulo frente a pequenas perturbações não são tratados.

## 2.3 Controle de estabilidade transitória

O controle de estabilidade transitória pode ser classificado em dois tipos:



- controle preventivo.
- controle corretivo ou remedial.

A Figura 2.1 representa de esquematicamente a diferença entre as duas formas de controle. No controle preventivo o ponto de operação é alterado, a partir de estudos realizados *off-line* ou *on-line* baseados em previsões de cenários futuros, antes de ocorrer a contingência, de forma que o sistema trabalhe dentro do domínio de estabilidade para todas as faltas plausíveis. A principal medida preventiva empregada é o redespacho de potência ativa dos geradores. Esse redespacho pode ser determinado através de análise de sensibilidade da margem de segurança ou empregando coerência, por exemplo, [PAVELLA et al., 2000; MINUSSI e FREITAS FILHO, 1998; LI e BOSE, 1998; SCALA et al., 1998; KUO e BOSE, 1995]. A desvantagem desse tipo de controle é que a ação é tomada mesmo se a contingência não ocorrer, além disso, sempre há possibilidade de ocorrerem situações não previstas nos estudos.

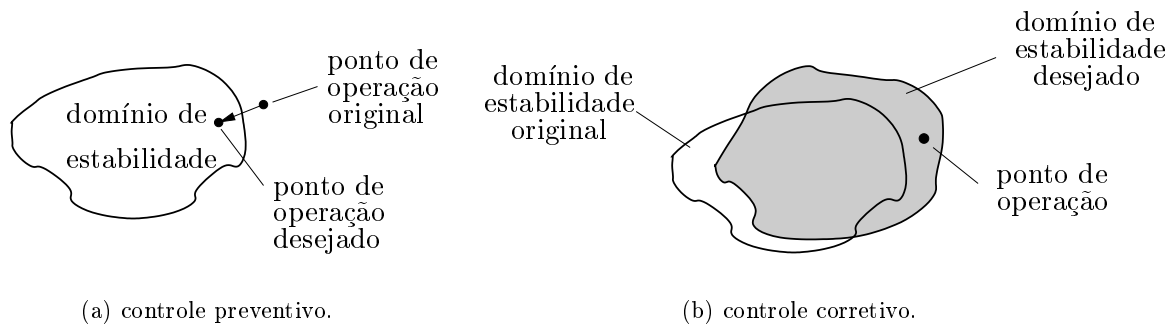


Figura 2.1: Controle de estabilidade transitória.

No caso do controle corretivo ou remedial, a ação de controle só é iniciada após a ocorrência do distúrbio de forma a garantir que o sistema permaneça no domínio de estabilidade. Os principais controles especiais para aumentar os limites de estabilidade transitória de sistemas de energia elétrica são [CIGRÉ TASK FORCE, 2000; IEEE COMMITTEE REPORT, 1996; PADIYAR, 1996; KUNDUR, 1994; CIGRÉ TASK FORCE, 1988]:

- *braking-resistors*.
- válvula rápida.
- corte de geração.
- corte de carga.
- compensação série e em derivação.

Há ainda a possibilidade de métodos híbridos, ou seja, empregar ações preventivas e corretivas juntas. Essa metodologia é representada de forma esquemática na Figura 2.2. Isso é realizado

em XUE et al. (2000), solucionando-se um problema de otimização que leva em consideração os custos da ação preventiva e da ação remedial.

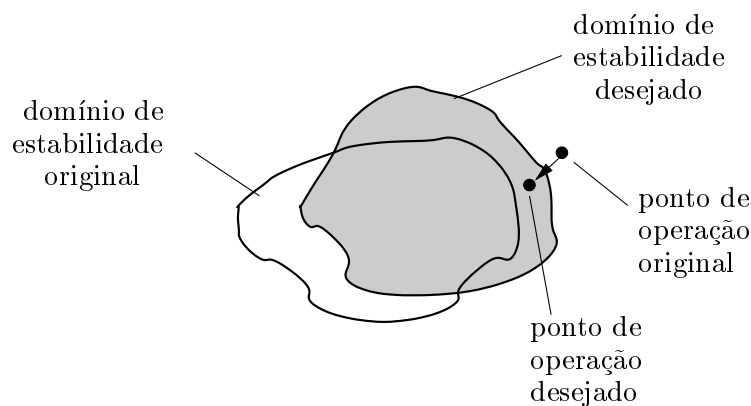


Figura 2.2: Controle de estabilidade transitória híbrido.

### 2.3.1 Controle corretivo de estabilidade transitória

Nesta seção discute-se, resumidamente, os principais métodos especiais para controle corretivo de estabilidade transitória. O problema de instabilidade transitória advém do forte desbalanço entre torque mecânico e elétrico nos geradores síncronos após a ocorrência de um grande distúrbio da rede. Portanto, em geral, os métodos de controle corretivo objetivam diminuir esse desbalanço atuando ou no torque elétrico ou no torque mecânico dos geradores.

- *braking-resistors*

A idéia do *braking-resistor* é aplicar uma carga elétrica artificial ao gerador síncrono, após (ou durante) uma falta no sistema, empregando grandes resistores chaveados mecanicamente ou controlados eletronicamente, aumentando a saída de potência elétrica da máquina. Embora diversos trabalhos tenham proposto o uso de *braking-resistors* juntamente com técnicas de controle avançadas, *e.g.* controle ótimo, controle adaptativo, controle estrutura variável [TAN e WANG, 1997; WANG et al., 1994; RAHIM et al., 1993; RAHIM e ALAMGIR, 1988], a maioria dos *braking-resistors* em operação são chaveados por um tempo fixo após a ocorrência do distúrbio ou são chaveados com base no valor da potência acelerante (diferença entre potência mecânica e potência elétrica). Em SHELTON et al. (1975) descreve-se a implementação de um *braking-resistor* de 1400 MW no sistema da *Bonneville Power Administration*, o qual é chaveado por um tempo fixo após a eliminação da falta (0,5 s). Na referência MANSOUR et al. (1995) apresenta-se o uso de dois *braking-resistors* de 200 MW cada junto à planta hidrelétrica de *G. M. Shrun* no sistema da *British Columbia Hydro*, os quais são chaveados baseados no valor da potência acelerante. Nesta implementação há casos que para obter estabilização, além de chavear os *braking-resistors*, é necessário cortar geração. Em CIGRÉ TASK FORCE (1988) descreve-se a utilização de *braking-resistors* na Austrália (300 MW), Japão, China e Rússia. Das *et. al.* propõem o uso de *braking-resistors* multichaveados, ou seja, chaveados várias vezes após a contingência, utilizando a potência acelerante. Resultados de simulações

empregando resistores de 800, 1000 e 1100 MW mostram que o limite de transferência de potência da linha pode ser aumentado para vários tipos de faltas, porém somente resultados em um sistema máquina síncrona – barra infinita são apresentados [DAS et al., 1998].

A maioria das aplicações de *braking-resistors* têm sido implementadas em usinas hidrelétricas, visto que esses geradores são mais robustos mecanicamente, pois esse tipo de controle impõe um grande esforço mecânico ao rotor da máquina. Além disso, tem-se usado a conexão em derivação, embora a ligação série também seja factível. Na conexão em derivação o aumento da potência elétrica do gerador é proporcional à tensão terminal, conseqüentemente o resistor é chaveado logo após a eliminação da falta. Já no caso da conexão série o aumento da potência é proporcional à corrente de linha, portanto o resistor é chaveado logo no início da falta. Há também a possibilidade de empregar resistores conectados permanentemente entre o neutro e o terra na conexão estrela do transformador elevador para aumentar a estabilidade angular na ocorrência de curtos-circuitos desequilibrados [OSBORN, 1976]. A *Nebraska Public Power District* tem dois transformadores que empregam esse tipo de configuração de *braking-resistors* [DOUDNA, 1988]

Qualquer que seja a forma adotada no uso de *braking-resistors*, é imprescindível um estudo detalhado para evitar que a inserção desses dispositivos por períodos mais longos provoquem instabilidades por *back-swing* [KUNDUR, 1994].

- válvula rápida.

Neste caso a idéia é atuar rapidamente no regulador de velocidade logo no início da falta, diminuindo a potência mecânica. Isso é realizado fechando e reabrindo rapidamente a válvula de admissão da turbina. Assim, esse tipo de controle só é possível em turbogeradores. Há casos em que, no ponto de operação pós-falta, a carga é bem menor, conseqüentemente a reabertura da válvula é feita parcialmente. Porém, há diversos problemas técnicos que têm impedido o amplo uso dessa metodologia, pois esse tipo de controle impõe transitórios severos, provocando um grande estresse térmico ao sistema de vapor (caldeira) e um grande estresse mecânico à turbina [PADIYAR, 1996; KUNDUR, 1994].

Em DOUDNA (1988) é descrito um exemplo de aplicação de válvula rápida na estação de *Gerald Gentleman* no sistema da *Nebraska Public Power District*. São apresentados os resultados de estudos para três situações de geração total: 320 MW, 525 MW e 633 MW. A diminuição de potência total imposta pelo esquema de válvula rápida para cada um desses casos é: 230 MW, 365 MW e 446 MW, respectivamente. Neste esquema de controle corretivo, em alguns casos, é necessário empregar válvula rápida em conjunto com corte de geração.

- corte de geração.

O desligamento de forma seletiva de certas unidades geradoras é um método bastante efetivo para melhorar a estabilidade transitória de sistemas de energia elétrica [PADIYAR, 1996; KUNDUR, 1994]. A idéia é diminuir a injeção de energia no sistema após a eliminação de uma linha, por exemplo, portanto reduzindo os fluxos de potência em regiões críticas. Inicialmente esse método foi aplicado apenas em hidrogeradores, por causa do grande transitório mecânico imposto ao rotor da máquina. Entretanto, a partir da década de 70, essa metodologia foi gradualmente estendida para uso em unidades térmicas que empregam combustível fóssil e nuclear [KUNDUR, 1994]. Considerando  $N$  geradores idênticos conectados a uma barra infinita através de uma impedância  $Z_e$ , o desligamento de um gerador equivale a dividir

o valor de  $Z_e$  por  $(N - 1)/N$ , portanto aumentando o limite de estabilidade transitória [IEEE COMMITTEE REPORT, 1978].

Normalmente, o corte de geração envolve a desconexão total de uma unidade geradora e a reconexão em seguida dessa unidade. Por conseguinte, no caso de geradores térmicos não é possível dispor de potência total por horas. Uma alternativa é, em vez de desligar totalmente a unidade, fazer que essa continue operando alimentando as cargas da usina apenas, conseqüentemente essa unidade pode fornecer potência completa dentro de 15 a 30 minutos [HILLERY e HOLDUP, 1968].

A desconexão da unidade pode ser efetuada pela própria proteção da máquina baseada no valor da potência acelerante ou pode ser programada para ocorrer seguindo um desligamento de uma dada linha de transmissão. Em OTA et al. (1996) é descrito um esquema de corte de geração implementado no sistema da *Chubu Electric Power Co.* (CEPCO). Essa implementação é baseada em estudos de estabilidade transitória realizados *on-line*. Esses estudos consistem de:

- estimação de estado: usando telemetria o estado do sistema é determinado.
- filtragem: empregando um modelo simplificado para representar o sistema e simulação no domínio do tempo, determina-se e classifica-se quais as contingências mais críticas utilizando como índice a potência desacelerante, a qual leva em consideração a diferença entre potência mecânica e elétrica e a constante de inércia da máquina.
- cálculos detalhados: representando o sistema por modelos detalhados, efetua-se simulações no domínio do tempo para as contingências mais críticas. Para cada contingência obtém-se quais as unidades geradoras que devem ser desligadas para que o sistema seja estável. A escolha de quais unidades desligar é realizada empregando-se um método de tentativa e erro como segue. Após a simulação detalhada determina-se qual é o gerador mais crítico. Efetua-se novamente a simulação detalhada considerando que o gerador mais crítico é desconectado. Se o sistema é estável encerra-se a análise deste caso, ao passo que se o sistema continuar instável, determina-se novamente o gerador mais crítico para ser desligado, e assim sucessivamente até que o caso seja estável.
- implementação da ação corretiva: os relés são programados para desligar automaticamente as unidades de geração caso ocorra alguma das situações estudadas.

No sistema da *Hydro-Québec* está implementado um esquema de corte de geração em conjunto com outras ações corretivas, *e.g.* chaveamento de reatores em derivação, uso de compensação série, corte de carga. Segundo a filosofia do plano de defesa, como foi denominado, há a possibilidade de corte de geração de até 5300 MW dependendo da severidade dos eventos [TRUDEL et al., 1999].

Nos casos de corte de geração pode haver necessidade de corte de carga, pois há o risco de, nas regiões onde ocorreu o corte de geração, haver um déficit de geração.

- corte de carga.

Esse tipo de ação corretiva é empregada somente em último caso. Na situação de perda de um grande gerador ou de uma linha de transmissão importante pode haver déficit de geração, portanto uma forma de controle que pode ser empregada é o corte de carga. Uma

forma de implementação desse método é por meio da regulagem adequada dos relés de sub-freqüência. Essa regulagem pode utilizar valores discretos de freqüência ou sua taxa de variação. [PADIYAR, 1996; KUNDUR, 1994].

Corte de carga pode ser empregado em um esquema para prevenir instabilidades em que o sistema é dividido em vários subsistemas. Nesse caso, o corte de carga é efetuado de forma que cada um desses subsistemas apresente o maior equilíbrio possível entre geração e demanda [TAYLOR et al., 1981]. Como mencionado, o corte de carga muitas vezes é empregado juntamente com corte de geração. Isso é implementado no sistema da *Hydro-Québec*, cuja filosofia de controle prevê o corte de até 5300 MW de geração juntamente com o corte de até 4800 MW e 3600 MVAR de carga [TRUDEL et al., 1999].

- compensação série e em derivação

O chaveamento de indutores e capacitores em derivação ou em série é reconhecido como uma forma efetiva de melhorar a estabilidade transitória há bastante tempo [KIMBARK, 1969; SMITH, 1969; KIMBARK, 1966]. Simplificadamente, o máximo de potência elétrica entre duas barras ligadas por uma linha de transmissão é:

$$P_e^{max} = \frac{V_1 \cdot V_2}{X_{eq}}$$

sendo:

$P_e^{max}$  = máximo de potência elétrica transmissível entre as barras 1 e 2 (pu).

$V_1$  = magnitude de tensão da barra 1 (pu).

$V_2$  = magnitude de tensão da barra 2 (pu).

$X_{eq}$  = reatância equivalente entre as barras 1 e 2 (pu).

Como a reatância equivalente entre as duas barras sempre é indutiva, o uso de capacitores séries, conectados permanentemente ou chaveados, pode aumentar bastante o limite de estabilidade transitória e de regime permanente (capacidade de potência elétrica maior). No uso de capacitores conectados permanentemente, estudos devem ser realizados para garantir que não ocorram problemas de ressonância subsíncrona [PADIYAR, 1996]. Assim, diversas vezes usa-se capacitores chaveados, os quais só entram em operação após a ocorrência do distúrbio, entretanto nesse caso não há aumento do limite de estabilidade de regime permanente.

No uso de capacitores e indutores chaveados em derivação no meio de uma linha de transmissão, é possível mostrar, através de uma transformação  $Y - \Delta$ , que conectar o capacitor aumenta o máximo de potência elétrica e desconectar o indutor também. Porém, se o motivo para empregar esses elementos for somente aumentar o limite de estabilidade transitória, o uso de capacitores séries é geralmente a opção mais eficiente [PADIYAR, 1996]. O uso da eletrônica de potência permitiu desenvolver diversas estratégias de controle, objetivando melhorar a dinâmica dos sistemas de energia elétrica, através do controle contínuo desses elementos ou mesmo permitindo um número maior de chaveamentos quando comparados com chaves mecânicas.

O uso de compensação em derivação, capaz de manter a tensão dentro de limites em diversos pontos do sistema de transmissão, também pode melhorar a estabilidade transitória, aumentando o fluxo de potência sincronizante entre os geradores interconectados. Essa tarefa pode

ser executada utilizando-se condensadores síncronos ou compensadores estáticos de reativos (SVC - *Static VAR Compensator*).

Com o avanço da tecnologia de dispositivos FACTS, diversos controladores foram propostos, sendo a maioria destinados a melhorar a estabilidade dinâmica ou de regime permanente. A seguir, discutem-se algumas propostas do uso de FACTS, que empregam conversores estáticos de potência baseados em chaves autocomutadas, cujo objetivo principal é melhorar a estabilidade transitória.

Em MIHALIC et al. (1996) estuda-se a influência de um UPFC (*Unified Power Flow Controller*) na margem de estabilidade transitória de um sistema longitudinal. Para aumentar tal margem o conversor série do UPFC é controlado de forma a maximizar a transmissão de potência ativa em situações críticas. Neste estudo, para aumentar o tempo crítico de eliminação da falta de 100 ms para 150 ms é necessário que a capacidade de potência aparente do conversor série seja de 735 MVA.

O uso de um SMES (*Superconducting Magnetic Energy Storage*), conectado em derivação ao sistema de transmissão CA, para melhorar a estabilidade transitória de sistemas multimáquinas é investigado em SADEGHZADEH et al. (1999). O controlador proposto é baseado em lógica *fuzzy*. Resultados de simulações em um sistema com 10 máquinas, NEW ENGLAND, usando um SMES com capacidade de 500 MW, mostram que o limite de estabilidade transitória e o amortecimento do sistema podem ser melhorados. Nesta forma de controle o SMES atua por volta de 10 segundos. Este mesmo princípio de controle é testado para a configuração série, usando um SSSC (*Static Synchronous Series Compensator*) equipado com um SMES, em SADEGHZADEH et al. (1998). Entretanto, somente resultados para um sistema máquina síncrona – barra infinita são apresentados.

Em TAN e WANG (1997) é projetado um controlador para um SSSC utilizando controle robusto não-linear. Todavia, tal controlador é testado somente em um sistema máquina síncrona – barra infinita. Um controlador baseado em redes neurais é desenvolvido para um UPFC em DASH et al. (2000). Resultados em sistemas multimáquinas confirmam que esse controlador pode estabilizar o sistema em diversas situações.

Outra forma de melhorar a estabilidade transitória é através do uso de transformadores defasadores que empregam eletrônica de potência [IRAVANI et al., 1994; EDRIS, 1991; BAKER et al., 1982; ARNOLD et al., 1981]. Nesse caso, o ângulo do transformador defasador pode ser variado rapidamente, fornecendo uma ligação assíncrona entre as duas barras.

## 2.4 Modelo do sistema

Nesta seção apresenta-se o modelo adotado para representar o sistema em simulações não-lineares. A modelagem matemática de um sistema de energia elétrica para estudos de estabilidade eletromecânica é efetuada através de um conjunto de equações algébricas-diferenciais da forma:

$$p\mathbf{y} = f(\mathbf{x}, \mathbf{y}) \quad (2.1)$$

$$g(\mathbf{x}, \mathbf{y}) = 0 \quad (2.2)$$

sendo:

- $\mathbf{y}$  = vetor das variáveis diferenciais.  
 $\mathbf{x}$  = vetor das variáveis algébricas.  
 $p$  = operador  $\frac{d}{dt}$ .

Neste trabalho, letras e símbolos em negrito representam vetores ou matrizes. No conjunto algébrico-diferencial de equações acima, as variáveis diferenciais estão relacionadas principalmente com os geradores síncronos e seus controles, mas também podem estar associadas a outros equipamentos, tais como cargas dinâmicas, FACTS e seus controles, ao passo que o conjunto algébrico envolve as variáveis da rede de transmissão, incluindo as cargas estáticas e o estator dos geradores síncronos. A forma mais comum utilizada para representar a interface entre os equipamentos conectados ao sistema e a rede de transmissão é por meio de injeções de corrente.

### 2.4.1 Modelo da rede de transmissão

A rede de transmissão é representada pelo sistema de equações algébricas:

$$\mathbf{I} = \mathbf{Y}_{bus} \cdot \mathbf{V} \quad (2.3)$$

sendo:

- $\mathbf{I}$  = vetor das injeções de corrente (pu).  
 $\mathbf{Y}_{bus}$  = matriz admitância de barra (pu).  
 $\mathbf{V}$  = vetor das tensões nodais (pu).

O  $i$ -ésimo componente do vetor  $\mathbf{I}$  tem a forma geral:

$$\bar{I}_i = \bar{I}_{gi} - \bar{I}_{ci} + \bar{I}_{facti} \quad (2.4)$$

em que:

- $\bar{I}_{gi}$  = fasor da corrente injetada na barra  $i$  por geradores (pu).  
 $\bar{I}_{ci}$  = fasor da corrente injetada na barra  $i$  por cargas (pu).  
 $\bar{I}_{facti}$  = fasor da corrente injetada na barra  $i$  por FACTS (pu).

sendo que todos os fasores são representados na forma cartesiana.

### 2.4.2 Modelo da carga

Para representação das cargas do sistema, adota-se o modelo estático dependente da tensão:

$$\bar{I}_c = \frac{P_c - j \cdot Q_c}{\bar{V}^*} \quad (2.5)$$

$$P_c = \left( a_2 \cdot \left( \frac{|\bar{V}|}{|\bar{V}_o|} \right)^2 + a_1 \cdot \left( \frac{|\bar{V}|}{|\bar{V}_o|} \right) + a_0 \right) \cdot P_o \quad (2.6)$$

$$Q_c = \left( b_2 \cdot \left( \frac{|\bar{V}|}{|\bar{V}_o|} \right)^2 + b_1 \cdot \left( \frac{|\bar{V}|}{|\bar{V}_o|} \right) + b_0 \right) \cdot Q_o \quad (2.7)$$

em que:

$\bar{I}_c$  = fasor da corrente injetada na rede pela carga (pu).

$P_c$  = potência ativa da carga (pu).

$P_o$  = potência ativa inicial da carga (pu).

$Q_c$  = potência reativa da carga (pu).

$Q_o$  = potência reativa inicial da carga (pu).

$\bar{V}$  = fasor da tensão nodal na barra de carga (pu).

$\bar{V}_o$  = fasor da tensão nodal inicial na barra de carga (pu).

$a_2, a_1, a_0$  = parcela da parte ativa da carga representada por impedância constante, corrente constante e potência constante, respectivamente.

$b_2, b_1, b_0$  = parcela da parte reativa da carga representada por impedância constante, corrente constante e potência constante, respectivamente.

$j$  = operador  $\sqrt{-1}$ .

Nas equações acima, o sobrescrito ( $\bar{\phantom{x}}$ ) representa fasor, a notação  $|h|$  indica módulo de  $h$  e o superescrito ( $^*$ ) significa complexo conjugado.

### 2.4.3 Modelo do gerador síncrono e controles associados

O modelo adotado neste trabalho para representar os geradores síncronos é o 1+1, *i.e.* dois enrolamentos no rotor, sendo um enrolamento de campo no eixo  $\mathbf{d}$  e um enrolamento amortecedor no eixo  $\mathbf{q}$ .

#### 2.4.3.1 Equações eletromecânicas

$$p\Delta\omega = \frac{1}{2 \cdot H} (T_m - T_e - D \cdot \Delta\omega) \quad (2.8)$$

$$p\delta = \omega_o \cdot \Delta\omega \quad (2.9)$$

em que:



- $\omega_o$  = velocidade angular síncrona do sistema (rad/s).  
 $\omega$  = velocidade angular do rotor (rad/s).  
 $\Delta\omega$  =  $\omega - \omega_o$  = desvio de velocidade angular do rotor (rad/s).  
 $T_m$  = torque mecânico do gerador síncrono (pu).  
 $T_e$  = torque elétrico do gerador síncrono (pu).  
 $\delta$  = ângulo do rotor em relação ao eixo de rotação síncrona (rad).  
 $H$  = constante de inércia (s).  
 $D$  = coeficiente de amortecimento.

O torque elétrico do rotor é dado por:

$$T_e = \psi_d \cdot i_q - \psi_q \cdot i_d \quad (2.10)$$

sendo:

- $\psi_d$  = fluxo do estator de eixo direto (pu).  
 $\psi_q$  = fluxo do estator de eixo em quadratura (pu).  
 $i_d$  = corrente do estator de eixo direto (pu).  
 $i_q$  = corrente do estator de eixo em quadratura (pu).

As equações de fluxo do estator são:

$$\psi_d = -X_d \cdot i_d + X_{ad} \cdot i_{fd} \quad (2.11)$$

$$\psi_q = -X_q \cdot i_q + X_{aq} \cdot i_{1q} \quad (2.12)$$

sendo:

- $i_{fd}$  = corrente de campo do eixo direto (pu).  
 $i_{1q}$  = corrente do enrolamento amortecedor de eixo em quadratura (pu).  
 $X_d$  = reatância síncrona de eixo direto (pu).  
 $X_q$  = reatância síncrona de eixo quadratura (pu).  
 $X_l$  = reatância de dispersão do estator (pu).  
 $X_{ad}$  =  $X_d - X_l$  = reatância mútua de eixo direto (pu).  
 $X_{aq}$  =  $X_q - X_l$  = reatância mútua de eixo em quadratura (pu).

### 2.4.3.2 Equações elétricas do rotor – fluxos

Definindo:

$$E'_q = \frac{X_{ad}}{X_{fd}} \cdot \psi_{fd} \quad (2.13)$$

$$E'_d = -\frac{X_{aq}}{X_{1q}} \cdot \psi_{1q} \quad (2.14)$$

$$E_{fd} = \frac{X_{ad}}{R_{fd}} \cdot e_{fd} \quad (2.15)$$

sendo:

- $\psi_{fd}$  = fluxo do enrolamento de campo de eixo direto (pu).
- $\psi_{1q}$  = fluxo do enrolamento amortecedor de eixo em quadratura (pu).
- $e_{fd}$  = tensão de campo do eixo direto (pu).
- $X_{fd}$  = reatância do enrolamento de campo de eixo direto (pu).
- $R_{fd}$  = resistência do enrolamento de campo de eixo direto (pu).
- $X_{1q}$  = reatância do enrolamento amortecedor de eixo em quadratura (pu).

tem-se:

$$pE'_q = \frac{1}{T'_{do}} \left[ -E'_q - (X_d - X'_d) \cdot i_d + E_{fd} \right] \quad (2.16)$$

$$pE'_d = \frac{1}{T'_{qo}} \left[ -E'_d - (X_q - X'_q) \cdot i_q \right] \quad (2.17)$$

em que:

- $X'_d$  = reatância transitória de eixo direto (pu).
- $X'_q$  = reatância transitória de eixo em quadratura (pu).
- $T'_{do}$  = constante de tempo transitória de eixo direto (s).
- $T'_{qo}$  = constante de tempo transitória de eixo em quadratura (s).

### 2.4.3.3 Equações elétricas do estator (equações algébricas – interface)

Para representação do estator do gerador adota-se o modelo equivalente Norton desenvolvido em DOMMEL e SATO (1972) para incluir o efeito da saliência transitória, no qual a interface entre o gerador síncrono e a rede de transmissão é representada através do fasor da corrente terminal, conforme segue:

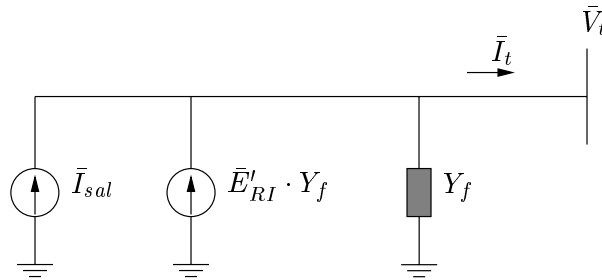


Figura 2.3: Modelo injeção de corrente – Dommel e Sato.

sendo :

- $\bar{I}_t$  = fasor da corrente terminal no sistema síncrono de coordenadas (pu).

Na Figura 2.3 tem-se:

$$Y_f = \frac{R_a - \frac{1}{2} \cdot (X'_d - X'_q)}{R_a^2 + X'_d \cdot X'_q} \quad (2.18)$$

Além disso:

$$\bar{I}_{sal} = \frac{1}{2}j \cdot \left( \frac{X'_q - X'_d}{R_a^2 + X'_d \cdot X'_q} \right) \cdot (\bar{E}'_{RI} - \bar{V}_t^*) \cdot e^{j \cdot (2 \cdot \delta - \pi)} \quad (2.19)$$

$$\bar{E}'_{RI} = (E'_d + j \cdot E'_q) \cdot e^{j \cdot (\delta - \frac{\pi}{2})}.$$

$\bar{V}_t$  = fasor de tensão terminal (pu).

$R_a$  = resistência do enrolamento do estator (pu).

#### 2.4.3.4 AVR – Modelo IEEE - Tipo 1

O modelo utilizado para representar o regulador automático de tensão é o IEEE - Tipo 1 [IEEE COMMITTEE REPORT, 1981], o qual é representado na Figura 2.4.

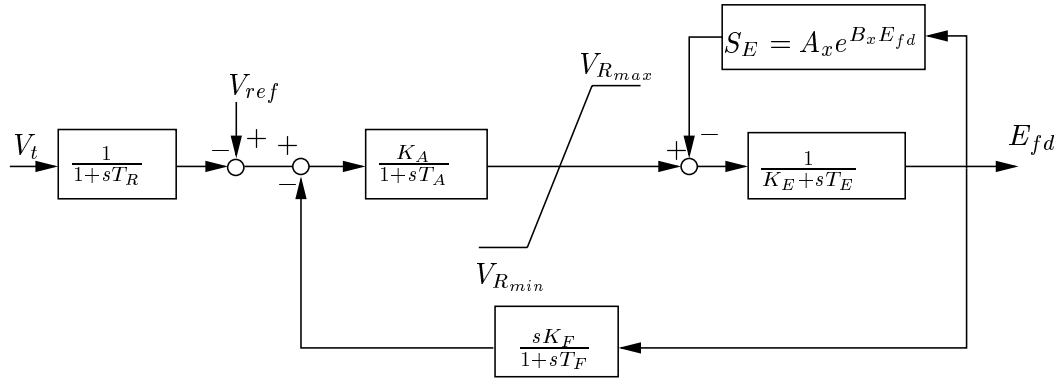


Figura 2.4: Regulador de tensão - Modelo IEEE - Tipo 1.

Definindo  $R_F$  (chamado de taxa de *feedback*) como:

$$R_F = \frac{V_F}{T_F} E_{fd} - V_F \quad (2.20)$$

tem-se [SAUER e PAI, 1998]:

$$pE_{fd} = \frac{1}{T_E} [-(K_E + S_E) \cdot E_{fd} + V_R] \quad (2.21)$$

$$pR_F = \frac{1}{T_F} \left[ -R_F + \frac{K_F}{T_F} \cdot E_{fd} \right] \quad (2.22)$$

$$pV_1 = \frac{1}{T_R} [-V_1 + V_t] \quad (2.23)$$

$$pV_R = \frac{1}{T_A} \left[ -V_R + K_A \cdot (V_{ref} - V_1) - \frac{K_A \cdot K_F}{T_F} \cdot E_{fd} + K_A \cdot R_F \right] \quad (2.24)$$

Dessa forma, o regulador de tensão é representado por um transdutor ou filtro, um amplificador, uma malha de estabilização e uma excitatriz com saturação.

#### 2.4.3.5 Transformação de coordenadas – eixos $_{dq}$ $\leftrightarrow$ eixos $_{RI}$

Como é usual, as equações dos geradores síncronos são expressas no sistema de coordenadas  $\mathbf{dq}$ , cujo alinhamento é em relação ao rotor de cada máquina, enquanto que as equações da rede são escritas no sistema síncrono de coordenadas ou real-imaginário  $\mathbf{RI}$ . Portanto, para a solução do sistema de equações  $\mathbf{I} = \mathbf{Y}_{bus} \cdot \mathbf{V}$  é necessário que todas as variáveis sejam referenciadas ao mesmo sistema de coordenadas, por exemplo, o sistema síncrono de coordenadas. Logo, é imprescindível transformar as variáveis de um sistema de coordenadas para o outro da seguinte forma:

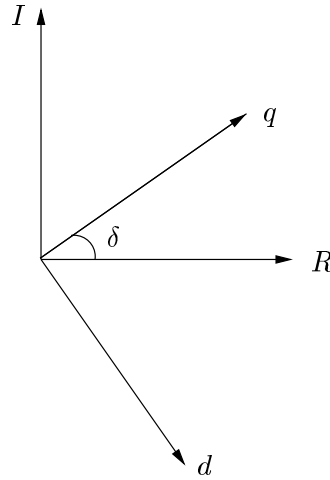


Figura 2.5: Eixos  $\mathbf{dq}$  e  $\mathbf{RI}$ .

Portanto, a transformação de uma variável fasorial do eixo  $\mathbf{dq}$  para o eixo  $\mathbf{RI}$  e vice-versa é feita por:

$$\begin{bmatrix} F_d \\ F_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sin \delta & -\cos \delta \\ \cos \delta & \sin \delta \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} F_R \\ F_I \end{bmatrix} \quad (2.25)$$

$$\begin{bmatrix} F_R \\ F_I \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sin \delta & \cos \delta \\ -\cos \delta & \sin \delta \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} F_d \\ F_q \end{bmatrix} \quad (2.26)$$

Na forma de números complexos, tem-se:

$$F_d + j \cdot F_q = (F_R + j \cdot F_I) \cdot e^{-j \cdot (\delta - \frac{\pi}{2})} \quad (2.27)$$

$$F_R + j \cdot F_I = (F_d + j \cdot F_q) \cdot e^{j \cdot (\delta - \frac{\pi}{2})} \quad (2.28)$$



## Capítulo 3

# Controle Vetorial de Máquinas CA

Inicialmente, apresenta-se neste capítulo os principais fundamentos da teoria de controle vetorial de máquinas de corrente alternada (CA), juntamente com uma breve revisão histórica. Depois, discute-se a produção de torque eletromagnético em máquinas CA e em máquinas de corrente contínua (CC), mostrando-se as diferenças e analogias. Então, relatam-se as características de regime permanente e transitórias do controle vetorial quando aplicado em motores síncronos. E, finalmente, a teoria de controle vetorial de máquinas CA é estendida para geradores síncronos, analisando-se algumas formas de exercer controle sobre seu torque eletromagnético.

No passado, empregou-se exclusivamente motores CC em áreas que requerem operação com velocidade variável, pois as produções de fluxo e torque eletromagnéticos, sobretudo em motores com excitação independente, são facilmente controladas através da corrente de campo e da corrente de armadura, respectivamente [KRAUSE, 1986]. Apesar da ótima característica de resposta transitória, motores CC têm algumas desvantagens em virtude da existência dos comutadores e das escovas: alta periodicidade de manutenção, não podem ser usados em ambientes explosivos ou corrosivos e possuem capacidades de alta tensão e alta velocidade limitadas. Esses problemas podem ser eliminados, até certo ponto, com o emprego de máquinas CA. Além disso, os motores CA possibilitam maiores valores de potência de saída em relação ao volume e à massa. Entre as máquinas CA, os motores de indução com rotor tipo gaiola de esquilo apresentam os menores custos de manutenção e produção, ao passo que em aplicações que exigem grande potência, alto desempenho e baixa velocidade, as máquinas síncronas exibem algumas vantagens: são econômicas em projetos de alta tensão, operam nos quatro quadrantes e possuem baixa inércia devido à estrutura de pólos salientes, levando a uma rápida resposta transitória [DAS e CHATTOPADHYAY, 1997]. O motor síncrono também apresenta uma característica única de controle do fator de potência, permitindo operá-lo com fator unitário ou mesmo capacitivo, possibilitando compensação reativa, o que é bastante desejável em instalações industriais por causa das penalizações impostas, de forma direta ou indireta, ao consumo de reativos. Embora, nessa situação, a resposta transitória com controle vetorial fique prejudicada [NOVOTNY e LIPO, 1997].

Técnicas de controle vetorial, juntamente com microprocessadores e eletrônica de potência, têm permitido a utilização de motores de indução e síncronos em aplicações de alto desempenho nas quais tradicionalmente motores CC eram empregados [VAS, 1994]. Assim como em máquinas CC, o controle do torque nas máquinas CA é efetuado por intermédio das correntes e/ou das tensões da

máquina. Contudo, ao contrário de uma máquina CC, em máquinas CA o desacoplamento entre torque e fluxo requer ações de controle tanto nas amplitudes quanto nas fases das correntes e/ou das tensões, ou seja nos vetores correntes e/ou tensões, por isso o nome *vetorial*. Dessa forma, com o controle vetorial, as produções de torque e fluxo eletromagnéticos em máquinas CA são desacopladas, assim como ocorre nas máquinas CC com excitação independente, permitindo obter ótima característica de resposta transitória.

Embora a teoria de controle vetorial de máquinas CA venha sendo desenvolvida desde o final da década de 60 [HASSE, 1969] e início da década de 70 [BLASCHKE, 1972; BAYER et al., 1972], a sua implementação prática começa a ser realizada a partir do início da década de 80 em motores de indução [GRABIEL e LEONHARD, 1980] e dos meados da década de 80 em motores síncronos [NAKANO et al., 1984; AKAGI e NABAE, 1984], sendo atualmente muito empregada [VAS, 1998; NOVOTNY e LIPO, 1997; VAS, 1994; BOLDEA e NASAR, 1992]. Os avanços obtidos no controle de máquinas CA são influenciados pelo desenvolvimento das seguintes áreas:

- modelos matemáticos para representar as máquinas que encontram um compromisso entre simplicidade, para que as técnicas de controle sejam exequíveis em tempo real, e complexidade, permitindo melhores características dinâmicas.
- técnicas extremamente rápidas de processamento de sinais.
- conversores estáticos de potência bastante precisos.
- técnicas avançadas de controle.

### 3.1 Controle vetorial de motores CA

A aplicação da teoria de controle vetorial em motores CA é baseada na modelagem desses motores utilizando transformadas de coordenadas para analisar as equações da máquina em um sistema de eixos girantes, o sistema de coordenadas  $\mathbf{dq}$ . Nesse sistema, as grandezas da máquina são tratadas como quantidades contínuas e, em alguns casos, os parâmetros das equações diferenciais também tornam-se invariantes com a posição relativa entre estator e rotor [KRAUSE, 1986], facilitando a análise e o desenvolvimento do sistema de controle.

O controle vetorial das correntes e/ou das tensões da máquina é determinado com base na localização espacial dos fluxos eletromagnéticos e efetuando-se o alinhamento do sistema de coordenadas  $\mathbf{dq}$  com um desses fluxos. Por conseguinte, é possível utilizar uma das seguintes orientações:

- fluxo do estator.
- fluxo do rotor.
- fluxo do entre-ferro.

Cada uma dessas orientações leva a uma determinada característica de operação. Assim, utilizando tais orientações é possível decompor os fasores das correntes e/ou das tensões da máquina



em componentes responsáveis pela produção de torque e componentes responsáveis pela produção de fluxo. Como a posição do fluxo eletromagnético é empregada para determinar as correntes e/ou as tensões, freqüentemente essa técnica é denominada *orientação de campo*. Entretanto, esse termo seria mais pertinente em controladores que obtêm um total desacoplamento entre torque e fluxo, *i.e.* os componentes críticos de corrente e/ou de tensão estão defasados de  $90^\circ$ . Os sistemas em que esses componentes não estão defasados de  $90^\circ$  podem ser denominados *controle de ângulo de campo* ou simplesmente *controle de ângulo* [NOVOTNY e LIPO, 1997]. O controle vetorial de motores de indução sempre leva à orientação de campo, já em motores síncronos isso não é sempre verdadeiro [NOVOTNY e LIPO, 1997]. Em termos de característica de resposta transitória, a orientação de campo apresenta melhor desempenho se comparada com controle de ângulo. Todavia, normalmente os motores síncronos não são controlados por orientação de campo, pois isso leva obrigatoriamente à operação com fator de potência indutivo [NOVOTNY e LIPO, 1997], o que é proibitivo para motores de grande porte em instalações industriais.

Para aplicação do controle vetorial por orientação de campo é necessário saber a posição do fluxo que está sendo utilizado para determinar o sistema de coordenadas. Para isso, há basicamente dois métodos: o método direto e o método indireto. No método direto, desenvolvido em BLASCHKE (1972) e BAYER et al. (1972), o posicionamento do fluxo é obtido diretamente, instalando-se na máquina bobinas exploratórias, sensores de efeito Hall ou através das grandezas terminais da máquina. Ao passo que no método indireto, desenvolvido em HASSE (1969), o posicionamento do fluxo é obtido com base no cálculo de outras variáveis da máquina, *e.g.* escorregamento no caso de motores de indução.

Para uma melhor compreensão dos fundamentos do controle vetorial de máquinas CA, analise-se a seguir, de forma simplificada, a produção de torque eletromagnético em máquinas CC e em máquinas síncronas, destacando-se as analogias pertinentes.

### 3.1.1 Produção de torque eletromagnético em motores de corrente contínua

Para a análise da produção de torque eletromagnético considera-se um motor CC com excitação independente, cujo circuito equivalente é representado simplificada na Figura 3.1. Como consequência do processo de comutação, garante-se que o fluxo produzido pelo enrolamento de campo está defasado de  $90^\circ$  em relação à força magnetomotriz (FMM) do circuito de armadura, independentemente da velocidade do rotor. É essa defasagem fixa de  $90^\circ$  que garante a ótima característica de resposta transitória do torque para esse tipo de motor, pois a corrente de armadura não influencia a produção do fluxo de campo. A interação entre a força magnetomotriz de armadura e o fluxo de campo resulta em duas saídas básicas: uma tensão induzida, denominada força contra-eletromotriz, e um torque eletromagnético, os quais são dados por [NOVOTNY e LIPO, 1997]:

$$E_a = k_1 \cdot \psi_{fd} \cdot \omega_a \quad (3.1)$$

em que:

$E_a$  = força contra-eletromotriz (pu).  
 $\psi_{fd}$  = fluxo de campo (pu).  
 $\omega_a$  = velocidade angular da armadura (rad/s).  
 $k_1$  = constante de proporcionalidade.

$$T_e = k_2 \cdot \psi_{fd} \cdot I_a \quad (3.2)$$

sendo:

$T_e$  = torque eletromagnético (pu).  
 $I_a$  = corrente de armadura (pu).  
 $k_2$  = constante de proporcionalidade.

Assim, sendo o fluxo de campo ( $\psi_{fd}$ ) independente da corrente de armadura ( $I_a$ ), pode-se controlar o torque da máquina mantendo-o constante e variando a corrente de armadura. O tempo de resposta dependerá apenas de quão rápido pode-se variar a corrente de armadura.

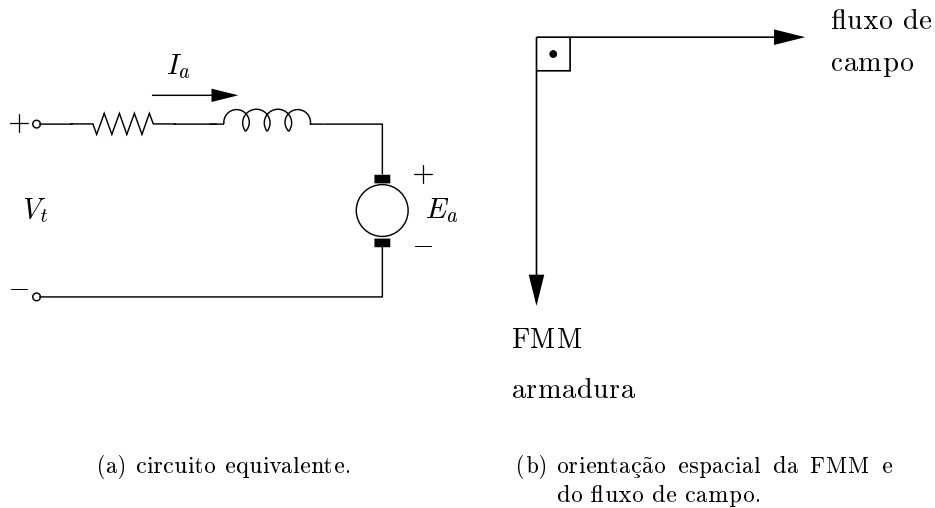


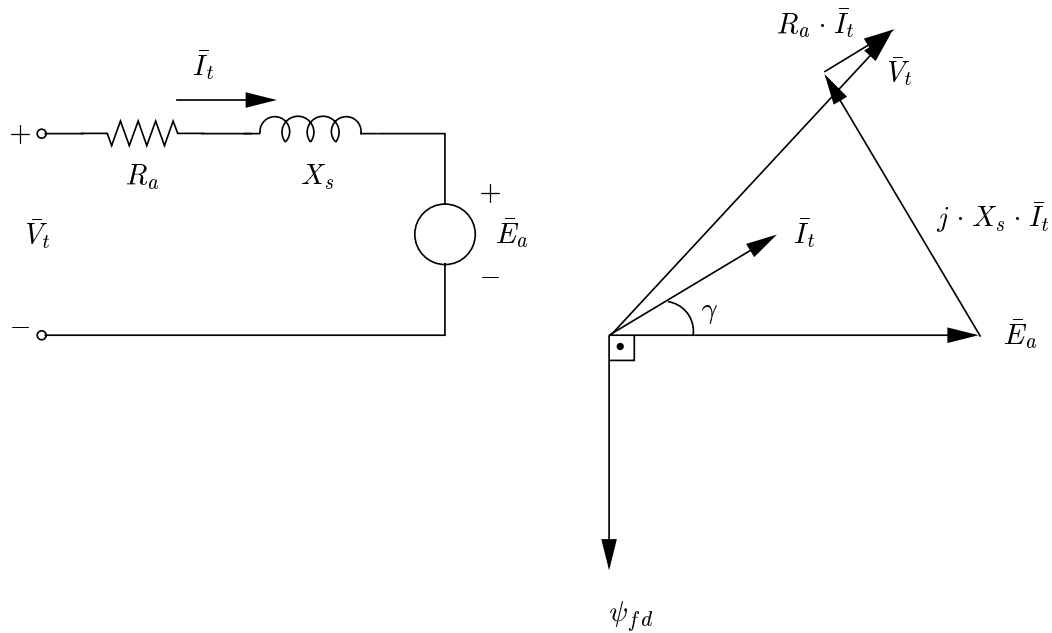
Figura 3.1: Motor de corrente contínua.

### 3.1.2 Produção de torque eletromagnético em motores síncronos

Por simplicidade, mas sem perder a generalidade, considera-se inicialmente um motor síncrono com rotor cilíndrico para análise de regime permanente, verificando-se que no caso de orientação de campo inevitavelmente o motor trabalha com fator de potência indutivo. Depois, considera-se um motor de pólos salientes para análise dinâmica, evidenciando-se a melhor característica de resposta transitória no caso em que se emprega orientação de campo.

Na Figura 3.2(a) está representado o circuito equivalente de regime permanente de um motor síncrono com rotor cilíndrico, sendo  $X_s$  a reatância síncrona,  $R_a$  a resistência do estator,  $\bar{V}_t$  o fasor da tensão terminal e  $\bar{E}_a$  o fasor da força contra-eletromotriz. Na Figura 3.2(b) está representado o

respectivo diagrama fasorial.



(a) circuito equivalente.

(b) diagrama fasorial.

Figura 3.2: Motor síncrono.

O torque desenvolvido pelo motor é dado por [NOVOTNY e LIPO, 1997]:

$$T_e = k_3 \cdot \psi_{fd} \cdot I_t \cdot \cos \gamma \quad (3.3)$$

sendo

$\gamma$  = ângulo entre o fasor da corrente terminal e o fasor da força contra-eletromotriz (rad).  
 $k_3$  = constante de proporcionalidade.

Caso o ângulo  $\gamma$  seja zero, tem-se a situação de orientação de campo e as expressões 3.2 e 3.3 são análogas. Nesse caso, além de maximizar a produção de torque por ampère da máquina síncrona, a corrente do estator não influencia a produção de fluxo de campo, e por conseguinte é possível obter um rápido controle de torque através da corrente do estator, como ocorre para o caso do motor de CC com excitação independente.

Na escolha do ângulo  $\gamma$  para controle do motor síncrono deve-se levar em consideração qual a prioridade: resposta transitória ou compensação do fator de potência, além do que a utilização de motores síncronos de alta potência pode exigir, por razões técnicas, que esse ângulo seja grande ( $40^\circ - 60^\circ$ ) [NOVOTNY e LIPO, 1997].

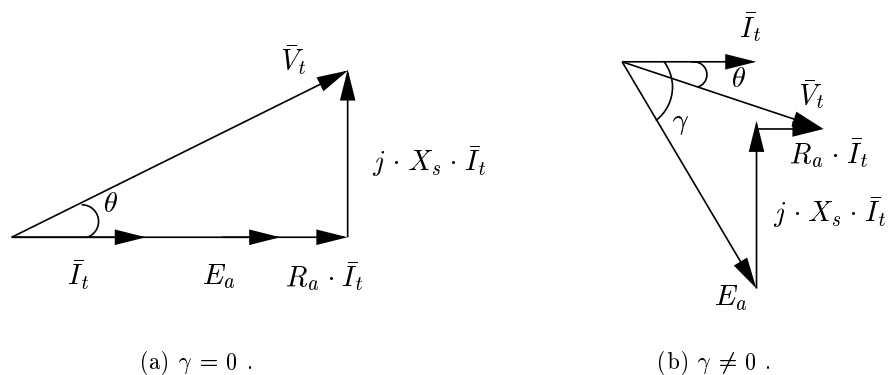


Figura 3.3: Motor síncrono – influência do ângulo interno.

Na Figura 3.3 têm-se os diagramas fasoriais para o caso em que  $\gamma$  é igual a zero e para o caso em que  $\gamma$  é diferente de zero. Como pode ser verificado, no caso em que  $\gamma$  é igual a zero o motor obrigatoriamente trabalha com fator de potência indutivo. Por isso, opta-se muitas vezes por operar o motor síncrono com controle de ângulo ao invés de orientação de campo. Entretanto, como será visto, isso leva a uma estrutura mais complexa para o controlador vetorial, além de piorar a característica de resposta transitória.

Na análise de regime permanente do motor síncrono com controle vetorial, considerou-se o rotor como cilíndrico, bem como a equação de torque eletromagnético analisada foi obtida utilizando-se fluxo de campo. Entretanto, para a análise transitória considera-se um motor síncrono com rotor de pólos salientes e o fluxo do estator é utilizado para análise do torque eletromagnético. Na Figura 3.4 as variáveis da máquina síncrona são representadas em três sistemas de coordenadas: o sistema estacionário de coordenadas  $\alpha\beta$  do estator, o sistema girante de coordenadas  $dq$  do rotor e o sistema girante de coordenadas  $\psi T_e$  do fluxo/torque. Nessa figura tem-se:

- $\psi_s$  = vetor fluxo do estator (pu).
- $\psi_d$  = componente de fluxo do estator de eixo direto (pu).
- $\psi_q$  = componente de fluxo do estator de eixo em quadratura (pu).
- $\psi_\alpha$  = ângulo entre o sistema de coordenadas  $\alpha\beta$  e o sistema de coordenadas  $\psi T_e$  (rad).
- $d_\alpha$  = ângulo entre o sistema de coordenadas  $\alpha\beta$  e o sistema de coordenadas  $dq$  (rad).
- $i_\alpha$  = componente da corrente do estator no eixo  $\alpha$  (pu).
- $i_\beta$  = componente da corrente do estator no eixo  $\beta$  (pu).
- $i_\psi$  = componente da corrente do estator no eixo  $\psi$  responsável pela produção de fluxo eletromagnético (pu).
- $i_{T_e}$  = componente da corrente do estator no eixo  $T_e$  responsável pela produção de torque eletromagnético (pu).

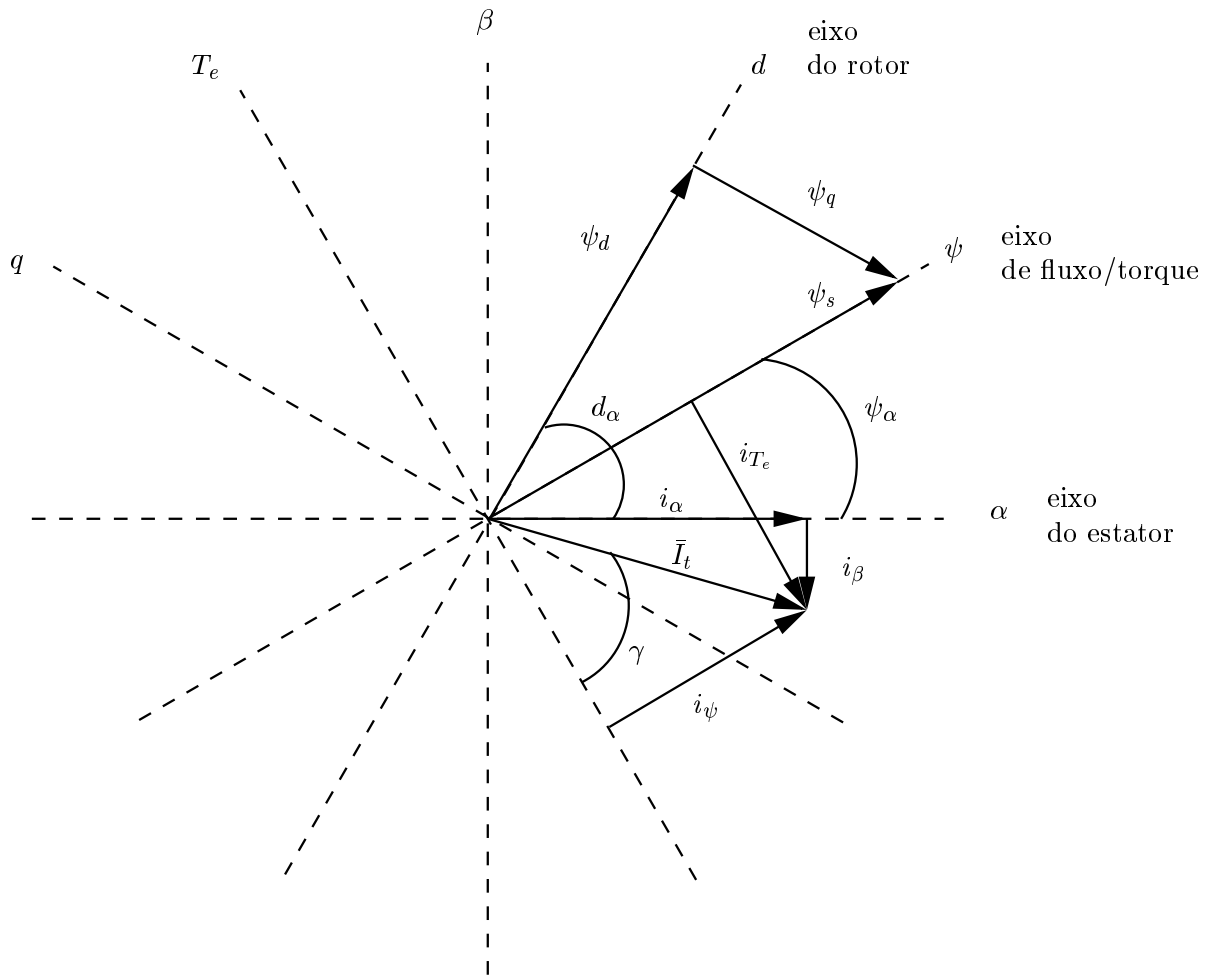


Figura 3.4: Corrente e fluxo da máquina síncrona em diversos sistemas de coordenadas.

Portanto, utilizando-se os componentes da corrente do estator responsáveis pelas produções de torque e fluxo eletromagnéticos é possível efetuar o controle vetorial do motor síncrono. A estrutura desse controlador vetorial é representada, de forma simplificada, na Figura 3.5. Nessa situação, tem-se:

controle de ângulo:

$$T_e = \psi_s \cdot i_{T_e} \quad (3.4)$$

$$\psi_s \propto i_{fd} \text{ e } i_\psi \quad (3.5)$$

orientação de campo:

$$T_e = \psi_s \cdot i_{T_e} \quad (3.6)$$

$$\psi_s \propto i_{fd} \quad (3.7)$$

sendo que, nas expressões acima,  $\propto$  significa proporcional.

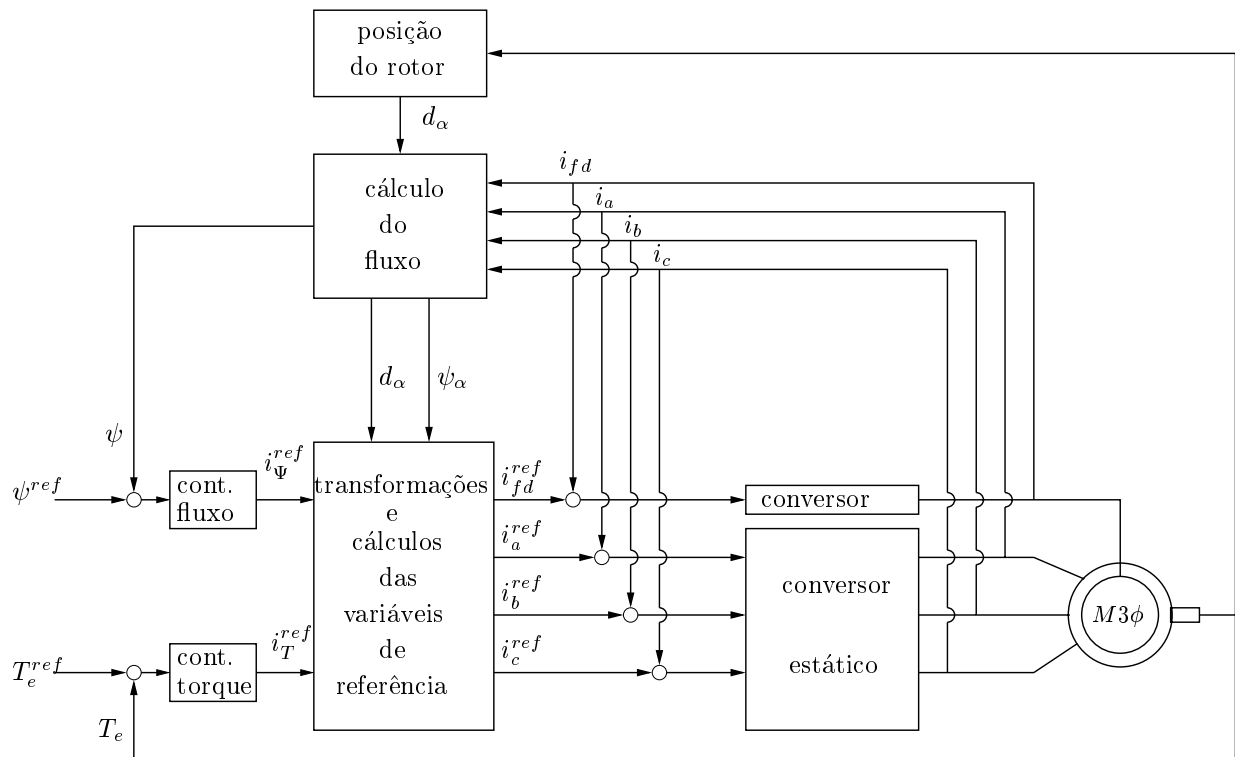


Figura 3.5: Controle vetorial de um motor síncrono trifásico.

O superescrito ( $^{ref}$ ) indica valor de referência (*set point*). No caso de controle de ângulo, tomando por base  $i_{\Psi}^{ref}$ , que representa a corrente de magnetização, determinam-se os valores de referência da corrente de campo ( $i_{fd}$ ) e do componente da corrente do estator responsável pela produção de fluxo ( $i_{\psi}$ ). Utilizando  $i_T^{ref}$ , que representa a corrente de torque, e  $i_{fd}$  determina-se o valor de referência do componente da corrente do estator responsável pela produção de torque. Após realizar esses cálculos obtêm-se as correntes trifásicas do estator de referência, empregando-se transformações de variáveis. No caso de orientação de campo,  $\gamma = 0$ , a partir de  $i_{\Psi}^{ref}$  determina-se somente o valor de referência da corrente de campo ( $i_{fd}$ ), pois a corrente do estator, nesse caso, não influencia a produção de fluxo. A partir de  $i_T^{ref}$  e de  $i_{fd}$  determina-se o valor de referência da corrente do estator. Na Figura 3.6 apresenta-se, de forma esquemática, a produção de torque eletromagnético para as situações de orientação de campo e de controle de ângulo, considerando um enrolamento amortecedor no rotor do motor síncrono. As correntes e as reatâncias que aparecem nessa figura são as mesmas definidas para geradores síncronos no capítulo anterior. Assim, verifica-se que, além de ser mais complexo, o controlador vetorial no caso de controle de ângulo tem sua resposta transitória prejudicada. A resposta transitória, no caso de orientação de campo, é claramente superior e ainda pode ser melhorada mantendo a corrente de campo fixa, porém essa melhoria é pequena em consequência de a constante de tempo do rotor ser grande.

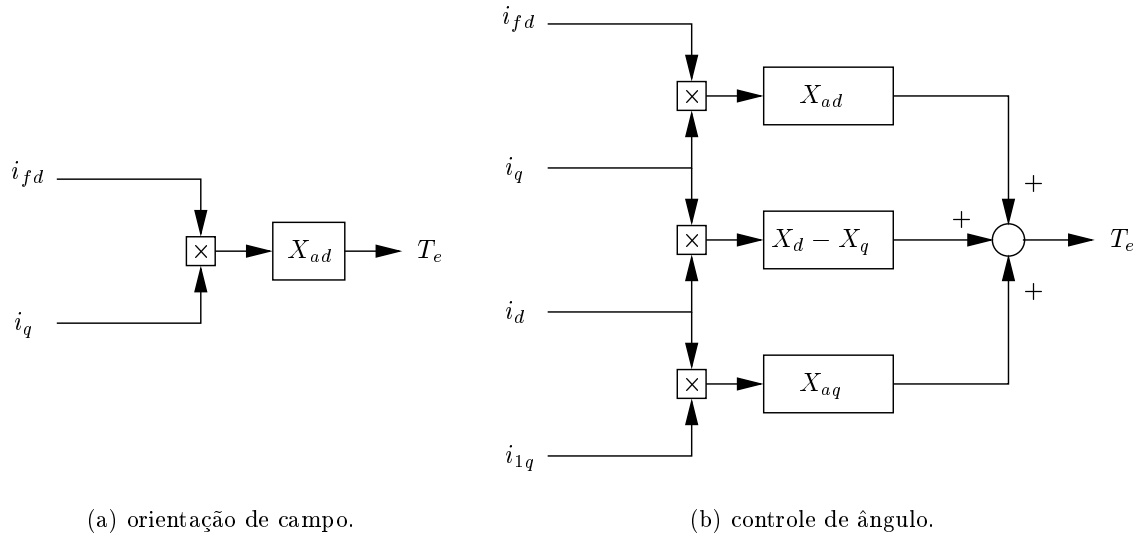


Figura 3.6: Produção de torque eletromagnético de um motor síncrono sob controle vetorial.

Um dos objetivos deste trabalho é aplicar a teoria de controle vetorial em geradores síncronos para atuar diretamente no torque eletromagnético, visando estabilizar os sistemas de energia elétrica após a ocorrência de um grande distúrbio. Como, nesse caso, a característica de resposta transitória é fundamental, optou-se por empregar orientação de campo. Além disso, em geradores síncronos, a posição do rotor é mais facilmente obtida, permitindo determinar a posição do fluxo do rotor. Desse modo, decidiu-se utilizar controle vetorial com orientação de campo segundo o fluxo do rotor.

## 3.2 Controle vetorial de geradores síncronos

O controle vetorial de geradores síncronos, considerando orientação de campo segundo o fluxo do rotor, pode ser executado conforme segue. Em geral, o vetor corrente do estator tem componentes nos eixos  $\mathbf{d}$  e  $\mathbf{q}$  que influenciam a produção de torque da máquina. Todavia, uma situação especial pode ser criada, por um controlador vetorial externo, em que a corrente do estator possua componente somente no eixo  $\mathbf{q}$ , sendo o componente do eixo  $\mathbf{d}$  forçado a se anular. Nesse caso, *orientação de campo*, a corrente de campo e a corrente de estator estão defasadas de  $90^\circ$ , e assim, o torque da máquina pode ser controlado de maneira desacoplada, tanto pelo fluxo do estator de eixo direto quanto pela corrente do estator de eixo em quadratura, similarmente ao que acontece em uma máquina CC com excitação independente. Assim, impondo  $i_d$  igual a zero na equação de torque do gerador (expressão 2.10, a qual é repetida a seguir por facilidade), tem-se:

$$T_e = \psi_d \cdot i_q - \psi_q \cdot i_d$$

$$i_d^{ref} = 0 \quad (3.8)$$

$$T_e = \psi_d \cdot i_q \quad (3.9)$$

Convém destacar que, independentemente do torque ser controlado pelo componente da corrente do estator de eixo em quadratura ou pelo componente do fluxo do estator de eixo direto, é mandatório fazer que o componente da corrente do estator de eixo direto se anule para obter uma rápida resposta de torque.

Neste trabalho a modulação da corrente do estator é realizada através do controle apropriado de dispositivos FACTS. Assim, o desacoplamento entre fluxo e torque eletromagnéticos ( $i_d = 0$ ) é executado por tais dispositivos. Considerando que o desacoplamento está sendo efetuado, há duas possibilidades para controlar a produção de torque eletromagnético: via corrente do estator de eixo em quadratura ( $i_q$ ) ou via fluxo do estator de eixo direto ( $\psi_d$ ). No caso do controle de torque via corrente, isso é feito pelo mesmo equipamento FACTS responsável por realizar o desacoplamento. Já se a opção for usar o fluxo para exercer o controle sobre o torque, isso pode ser realizado pelo regulador de tensão através do controle adequado da tensão de campo.

Duas filosofias de controle são investigadas para atuar no torque eletromagnético de forma a melhorar a estabilidade eletromecânica de sistemas de energia elétrica. A primeira filosofia é forçar que o torque elétrico do gerador siga a saída de um controlador, sendo denominada **torque de referência**. A segunda, cujo controlador é do tipo discreto, consiste em impor um torque elétrico máximo ou mínimo ao gerador, sendo denominada **torque máximo**. A diferença entre essas duas filosofias de controle, *i.e.* torque de referência e torque máximo, é que no primeiro caso, fixado o valor desejado para o torque elétrico através de alguma estratégia de controle, determina-se a saída do controlador vetorial que impõe esse torque ao gerador. Já no caso do torque máximo, determina-se qual o torque máximo ou mínimo que pode ser imposto à máquina, respeitando-se os limites do controlador empregado, seja do dispositivo FACTS ou da excitatriz. A seguir, desenvolve-se como essas duas filosofias de controle podem ser executadas, tanto para o caso do controle de torque ser exercido pela corrente do estator de eixo em quadratura, quanto pelo fluxo do estator de eixo direto.

### 3.2.1 Controle do torque por corrente do estator

#### Torque de Referência

Considerando que o controle do torque seja realizado pela corrente do estator de eixo em quadratura e substituindo a equação do fluxo do estator de eixo direto (expressão 2.11, a qual é repetida a seguir por facilidade) em 3.9, tem-se:

$$\begin{aligned} \psi_d &= -X_d \cdot i_d + X_{ad} \cdot i_{fd} \\ i_q^{ref} &= \frac{T_e^{ref}}{\psi_d} = \frac{T_e^{ref}}{X_{ad} \cdot i_{fd}} \end{aligned} \quad (3.10)$$

Manipulando-se 3.8, 3.10 e transformando o fasor da corrente do estator para o eixo de rotação síncrono, obtém-se:



$$\bar{I}_t^{ref} = (i_d^{ref} + j \cdot i_q^{ref}) \cdot e^{j \cdot (\delta - \pi/2)} = j \cdot \left( \frac{T_e^{ref}}{X_{ad} \cdot i_{fd}} \right) \cdot e^{j \cdot (\delta - \pi/2)} \quad (3.11)$$

A equação 3.11 indica o fasor da corrente, no sistema de coordenadas **RI**, que deve ser imposto ao estator do gerador síncrono para resultar o torque elétrico desejado. É importante observar que todas as variáveis necessárias para obter a corrente de referência, *i.e.* corrente de campo e ângulo do rotor são mensuráveis e disponíveis localmente. Além disso, o único parâmetro do sistema que influencia a determinação da corrente de referência é a reatância mútua de eixo direto ( $X_{ad}$ ).

### Torque Máximo

É factível determinar a posição do fluxo do estator através de um observador [DAS e CHAT-TOPADHYAY, 1997], conseqüentemente é possível obter o sinal do componente do fluxo do estator de eixo direto no sistema de coordenadas **dq** da máquina. Baseando-se nesse sinal, é possível traçar uma política de torque máximo ou mínimo, utilizando 3.9, como segue:

Para obter torque máximo:

$$\begin{cases} \text{Se } \psi_d > 0 \Rightarrow i_q = i_{q \max} \\ \text{Se } \psi_d < 0 \Rightarrow i_q = -i_{q \max} \end{cases} \quad (3.12)$$

Para obter torque mínimo:

$$\begin{cases} \text{Se } \psi_d > 0 \Rightarrow i_q = -i_{q \max} \\ \text{Se } \psi_d < 0 \Rightarrow i_q = i_{q \max} \end{cases} \quad (3.13)$$

Nas expressões acima, considera-se que o módulo do limite inferior da corrente do estator de eixo em quadratura, que pode ser imposta ao estator da máquina pelo controlador vetorial externo (FACTS), é igual ao módulo do limite superior.

### 3.2.2 Controle do torque por fluxo do estator

Caso o regulador de tensão do gerador síncrono seja de ação rápida, excitatriz estática, pode-se efetuar o controle do torque utilizando a tensão de campo. Nesse caso, o desacoplamento entre fluxo e torque eletromagnético é efetuado por um controlador vetorial externo (FACTS) e o controle do torque é implementado por intermédio da tensão de campo. Assim, durante a execução do controle vetorial, o regulador de tensão passa a ser utilizado para controlar o torque do gerador diretamente, em vez de manter a tensão do estator em um valor pré-especificado.

Para representar um regulador de tensão estático a partir do modelo IEEE - Tipo 1 é necessário desprezar todos os blocos da Figura 2.4, exceto o do amplificador. Assim, incluindo o controle vetorial, tem-se:

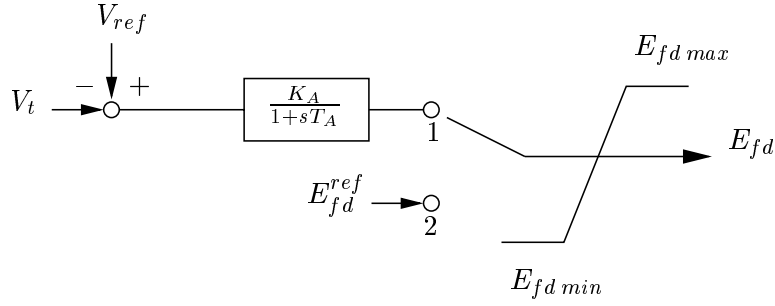


Figura 3.7: Regulador de tensão estático e controle vetorial.

Portanto, o controle do regulador de tensão passa a ser descontínuo, ou seja, durante a operação normal a entrada do regulador é 1, ao passo que durante a execução do controle vetorial a entrada passa a ser 2.

### Torque de Referência

Considerando a equação de torque elétrico de um gerador síncrono (2.10) e sendo o componente de corrente do estator de eixo direto nulo, tem-se:

$$\psi_d^{ref} = \frac{T_e^{ref}}{i_q} \quad (3.14)$$

O fluxo do estator de eixo direto pode ser controlado pela corrente de campo, ou mais precisamente, pela tensão de campo ( $E_{fd}$ ). Substituindo 2.11, equação de fluxo do estator de eixo direto, em 3.14, tem-se:

$$i_{fd}^{ref} = \frac{T_e^{ref}}{X_{ad} \cdot i_q} \quad (3.15)$$

Além disso, tem-se [KUNDUR, 1994]:

$$e_{fd} = p\psi_{fd} + R_{fd} \cdot i_{fd} \quad (3.16)$$

Utilizando a expressão 2.15, a qual é repetida a seguir por facilidade, obtém-se:

$$E_{fd} = \frac{X_{ad}}{R_{fd}} \cdot e_{fd}$$

$$E_{fd} = \frac{X_{ad}}{R_{fd}} (p\psi_{fd} + R_{fd} \cdot i_{fd}) \quad (3.17)$$

E, finalmente, a partir de 3.15 e 2.13, repetida a seguir, obtém-se:

$$E'_q = \frac{X_{ad}}{X_{fd}} \cdot \psi_{fd}$$

$$E_{fd}^{ref} = \frac{X_{fd}}{R_{fd}} p E'_q + \frac{T_e^{ref}}{i_q} \quad (3.18)$$

### Torque Máximo

Pode-se utilizar o sinal do componente da corrente do estator de eixo em quadratura e as expressões 3.15 e 3.17 para traçar uma política de torque máximo ou mínimo, usando a tensão de campo, conforme segue:

Para obter torque máximo:

$$\begin{cases} \text{Se } i_q > 0 & \Rightarrow E_{fd} = E_{fd \max} \\ \text{Se } i_q < 0 & \Rightarrow E_{fd} = -E_{fd \max} \end{cases} \quad (3.19)$$

Para obter torque mínimo:

$$\begin{cases} \text{Se } i_q > 0 & \Rightarrow E_{fd} = -E_{fd \max} \\ \text{Se } i_q < 0 & \Rightarrow E_{fd} = E_{fd \max} \end{cases} \quad (3.20)$$

Nas expressões acima, considera-se que o módulo do limite inferior da excitatriz estática é igual ao módulo do limite superior.

A motivação para empregar o regulador de tensão no controle do torque elétrico baseia-se na idéia do amplificador magnético, *i.e.* com uma pequena potência controlar uma grande potência. Todavia, nos casos investigados, mesmo considerando-se uma excitatriz de ação rápida, perde-se a característica de resposta rápida de torque elétrico do controle vetorial, em razão do grande valor da constante de tempo de eixo direto do rotor, dificultando realizar as estratégias de controle, sobretudo a filosofia torque de referência. Mesmo considerando-se a filosofia torque máximo, o atraso na resposta de torque compromete a efetividade do controle. Além do que, em diversos casos simulados o valor máximo de tensão da excitatriz necessário para execução do controle é elevado. Por todas essas razões, o controle de torque via fluxo do estator de eixo direto é descartado neste trabalho como um método efetivo de ação corretiva *on-line* para melhorar a estabilidade transitória.



## Capítulo 4

# Modelos de Dispositivos FACTS

Neste capítulo apresenta-se os modelos desenvolvidos para representar diversos dispositivos FACTS (*Flexible Alternating Current Transmission Systems*) na simulação no domínio do tempo da estabilidade transitória de sistemas de energia elétrica, destacando-se os equipamentos que usam conversores estáticos de potência. Os modelos utilizam unicamente injeções de corrente para realizar a interface entre as variáveis algébricas dos equipamentos FACTS e do sistema de transmissão CA. Em geral, quando são adotados modelos fundamentados em injeções de corrente, a solução das variáveis algébricas é efetuada utilizando o método de solução seqüencial ou alternado, que é amplamente empregado na solução de sistemas de potência CC-CA, *i.e.* após obter a solução das variáveis algébricas dos FACTS, considerando as tensões nodais constantes, determina-se a solução das variáveis da rede de transmissão [HUANG et al., 2000; MAK et al., 2000; MAK et al., 1999; PADIYAR e RAO, 1999]. Porém, essa metodologia freqüentemente apresenta problemas de convergência [ARABI et al., 2000], sobretudo nos casos dos equipamentos que possuem elementos conectados em série com o sistema de transmissão. Nos modelos desenvolvidos no presente trabalho, a introdução da equação diferencial de energia dos FACTS torna possível solucionar as variáveis algébricas dos FACTS e da rede de transmissão em um único bloco, além de suavizar o processo de convergência. Outra característica dos modelos desenvolvidos é que, utilizando eliminação de Gauss para alterações de redes elétricas [MONTICELLI, 1983], o uso de barras fictícias, que normalmente é empregado para representar equipamentos com elementos ligados em série com a rede, torna-se desnecessário. Desse modo, a dimensão da matriz admitância de barra permanece constante com ou sem os equipamentos FACTS, facilitando desconectá-los momentaneamente (*bypass*) durante as simulações, seja para representar a atuação da proteção, seja por uma questão de filosofia de controle. Ressalta-se que os modelos desenvolvidos aqui para representar os dispositivos FACTS não são encontrados na literatura, constituindo-se em uma das contribuições deste trabalho.

Esta terminologia – FACTS – foi primeiramente apresentada à comunidade tecnológica em HINGORANI (1988), cuja idéia principal consiste no amplo uso de eletrônica de potência em sistemas de transmissão CA para obter alto grau de flexibilidade nos fluxos de potência, assim como ocorre no caso dos sistemas de transmissão HVDC (*High Voltage Direct Current*). Embora, aplicações em sistemas de transmissão de energia elétrica CA utilizando eletrônica de potência já existissem. Por exemplo, os controladores de VAR estáticos (SVC - *Static VAR Compensator*), para controle de tensão, foram primeiramente demonstrados e comercializados pela GE em Nebraska em

1974 e pela Westinghouse em Minnesota em 1975 [HINGORANI e GYUGYI, 1999]. A tendência é cada vez mais FACTS serem empregados na indústria de energia elétrica, seja pela necessidade de maior flexibilidade dos sistemas de transmissão por causa da reestruturação do setor [POVH, 2000], passando de um mercado cooperativo para um mercado competitivo, seja pela diminuição dos custos de tais equipamentos, principalmente em razão da produção em grande escala [HINGORANI e GYUGYI, 1999].

Dispositivos FACTS podem ser classificados, de maneira geral, em dois tipos:

- baseados em tiristores de potência, portanto sem corte controlado. Na maioria das vezes utilizados juntamente com elementos passivos: capacitores, indutores e resistores, ou ainda, em transformadores defasadores. Considera-se esses equipamentos como a primeira geração de FACTS.
- baseados em dispositivos semicondutores autocomutados, portanto com corte controlado, *e.g.* GTO (*Gate Turn-Off Thyristor*). Em geral, os dispositivos FACTS com semicondutores autocomutados utilizam conversores CC-CA, possibilitando a troca de potência ativa e/ou reativa com a rede. Considera-se esses equipamentos como a segunda geração de FACTS.

Outra classificação utiliza como critério a forma como os dispositivos FACTS são conectados ao sistema de transmissão CA.

- em derivação (*shunt*).
- em série.
- combinação série-derivação.
- combinação série-série.

Os diversos dispositivos FACTS costumam ser nomeados por siglas nem sempre coincidentes. Neste trabalho são utilizadas as siglas indicadas em IEEE COMMITTEE REPORT (1997), que resultaram de um esforço realizado pelo *FACTS Terms & Definitions Task Force* do *FACTS Working Group of the DC and FACTS Subcommittee* do IEEE para padronizá-las. Quanto aos equipamentos que não constam nessa publicação, são utilizadas as siglas propostas em HINGORANI e GYUGYI (1999).

Em relação aos modelos dos FACTS constituídos por tiristores e elementos passivos, há várias referências na literatura. Alguns desses trabalhos [LI et al., 2000; TSO et al., 1999] preocupam-se com modelos detalhados para simulação de transitórios eletromagnéticos, visando verificar a influência da proteção de tais dispositivos, entre outros objetivos. No que diz respeito aos modelos para simulação de estabilidade eletromecânica, existem duas filosofias. A modelagem como impedância/admitância variável, a qual é incluída na matriz admitância de barra [KHAPARDE e KRISHNA, 1999; PADIYAR e RAO, 1997], cuja desvantagem é justamente a necessidade de refatoração da matriz a cada alteração da saída do controlador FACTS. Ou então, a modelagem por injeções de corrente [IEEE COMMITTEE REPORT, 1994], sendo bastante fácil de implementar em programas de simulação já existentes. Esta é a filosofia de modelagem adotada aqui.

Embora existam diversos trabalhos sobre modelagem dinâmica de FACTS utilizando conversores, a maioria enfoca a simulação de transitórios eletromagnéticos utilizando programas como EMTP/ATP, EMTDC, etc [KUMAR e GHOSH, 1999; FUJITA et al., 1999; SEN e STACEY, 1998; TOUFAN e ANNAKAGE, 1998; LOMBARD e THEROND, 1997]. Conseqüentemente, os modelos são bastante detalhados e dessa forma não são os mais apropriados para simulação de transitórios eletromecânicos de grandes sistemas de energia elétrica. Há também algumas pesquisas em modelos linearizados para determinação da estabilidade dinâmica através da análise de autovalor [WANG, 1999; KULKARNI e PADIYAR, 1999], os quais também não são adequados para simulação não-linear no tempo. Os trabalhos em que o enfoque é a modelagem para simulação de estabilidade transitória são analisados a seguir, sendo que todos usam o UPFC (*Unified Power Flow Controller*), que é o equipamento que impõe maior dificuldade ao processo de convergência.

Em NABAVI-NIAKI e IRAVANI (1996) os equipamentos em derivação são simulados como injeções de corrente e os equipamentos em série são modelados como fontes de tensão série, porém o balanço de potência ativa do UPFC não é respeitado durante os transitórios, e portanto diminui-se a capacidade de controle do equipamento nessa situação. Em ARABI et al. (2000) desenvolve-se um modelo para o UPFC que leva em consideração o problema das baixas reatâncias dos transformadores de acoplamento. Contudo, em nenhum desses trabalhos é explicitada a forma como as variáveis dos FACTS são interrelacionadas com as variáveis da rede de transmissão CA. Em PADIYAR e RAO (1999) apresenta-se um modelo para o UPFC que mostra explicitamente o processo iterativo de solução das variáveis do FACTS e da rede de transmissão CA, todavia essa solução é feita de forma intercalada e é necessário obter o equivalente de Thévenin a partir das duas barras nas quais a parte série do UPFC está conectada. A principal dificuldade dos modelos sugeridos nessas referências é que a parte série do FACTS é modelada como uma fonte de tensão série, portanto não sendo tão simples implementá-los em programas de simulação no domínio do tempo já existentes. Já em MAK et al. (1999) desenvolve-se um modelo específico para simulação de estabilidade transitória, em que tanto os equipamentos séries quanto os equipamentos em derivação são substituídos por injeções de corrente, porém o inconveniente da modelagem adotada é a necessidade de efetuar a redução às barras internas de geração, perdendo as características de esparsidade do sistema de equações algébricas. Além disso, o processo de solução também é efetuado de forma intercalada, sendo que o mesmo ocorre em HUANG et al. (2000).

No presente trabalho todos os dispositivos FACTS são modelados e implementados de forma que a interface com o sistema de transmissão seja constituída por injeções de corrente, assim como é feito com geradores, cargas, HVDC, etc, tornando-se bastante simples implementá-los em programas de estabilidade transitória já existentes. A dinâmica do capacitor do lado CC nos equipamentos que empregam conversores e a dinâmica dos equipamentos que utilizam tiristores são consideradas através das equações diferenciais de energia dos respectivos dispositivos. Isso permite que as variáveis algébricas dos FACTS e da rede de transmissão sejam solucionadas em um único bloco, além de melhorar a confiabilidade e a eficiência do processo de convergência do modelo. Também optou-se por preservar a estrutura topológica da rede de transmissão, eliminando-se a barra fictícia que normalmente é utilizada para simulação dos compensadores séries que empregam conversores. Ressalta-se que a forma como os equipamentos FACTS, sobretudo os que empregam conversores, são modelados neste trabalho não é encontrada na literatura.

## 4.1 Compensadores em derivação utilizando tiristores

Os compensadores que utilizam tiristores combinam capacitores, indutores e resistores que podem ser chaveados e/ou controlados. Um arranjo genérico desse tipo de equipamento é apresentado na Figura 4.1.

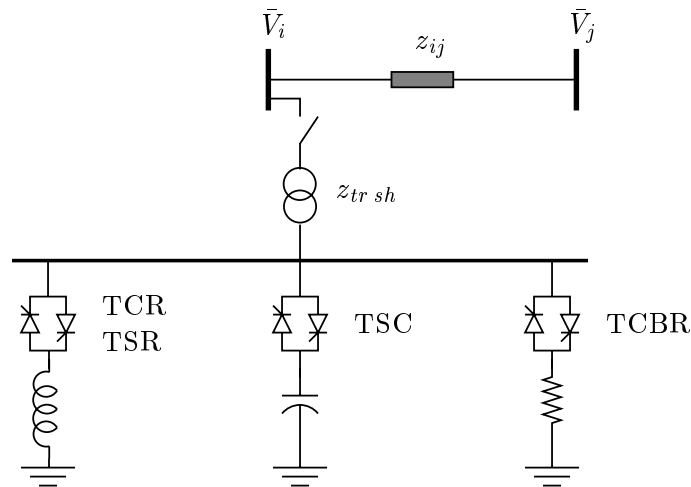


Figura 4.1: Admitância em derivação variável.

Na figura acima, tem-se:

$\bar{V}_i$  = fasor da tensão da barra  $i$  (pu).

$\bar{V}_j$  = fasor da tensão da barra  $j$  (pu).

$z_{ij}$  = impedância entre a barra  $i$  e  $j$  (pu).

$z_{tr sh}$  = impedância do transformador de acoplamento em derivação (pu).

Os dispositivos FACTS individuais representados na Figura 4.1 são:

**TSR** (*Thyristor Switched Reactor*): nesse caso o tiristor funciona como uma chave comum, portanto o controle é discreto, *i.e* a reatância do reator é máxima ou zero;

**TCR** (*Thyristor Controlled Reactor*): nesse caso pode-se variar de modo contínuo a reatância do reator de zero até seu valor máximo, controlando o ângulo de disparo do tiristor;

**TSC** (*Thyristor Switched Capacitor*): nesse caso o tiristor funciona como uma chave comum, portanto o controle é discreto, *i.e* a reatância do capacitor é máxima ou zero;

**TCBR** (*Thyristor Controlled Braking Resistor*): nesse caso pode-se variar a quantidade de potência ativa absorvida pelo resistor de forma contínua desde zero até seu valor máximo, controlando o ângulo de disparo do tiristor;

Portanto, o efeito resultante da utilização desses equipamentos em conjunto é equivalente ao de uma admitância variável em derivação. Assim, pode-se consumir ou fornecer potência reativa de



forma contínua e, no que diz respeito à parte ativa, pode-se consumir, de forma contínua, potência de zero até um máximo. Esse tipo de FACTS pode ser representado tanto por uma admitância equivalente, a ser inserida na diagonal principal da matriz admitância de barra, quanto por uma injeção de corrente na barra em que estiver conectado [IEEE COMMITTEE REPORT, 1994]. Optou-se pela representação por injeção de corrente, pois dessa forma não é necessário refatorar a matriz admitância de barra a cada mudança da admitância equivalente. Assim, a modelagem desse tipo de equipamento, mostrada na Figura 4.2, é:

$$\bar{I}_{sh} = \bar{V}_i \cdot y_{eq} \quad (4.1)$$

em que:

- $\bar{I}_{sh}$  = fasor da corrente absorvida pela admitância equivalente em derivação (pu).
- $\bar{V}_i$  = fasor da tensão da barra na qual o dispositivo em derivação está conectado (pu).
- $y_{eq}$  = admitância variável equivalente representando o dispositivo em derivação (pu).

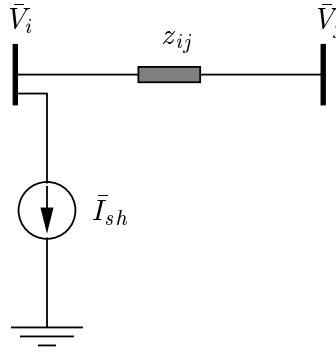


Figura 4.2: Admitância em derivação variável representada por injeção de corrente.

A potência complexa e a energia elétrica dissipada pelo equipamento são expressas por:

$$S_{sh} = \bar{V}_i \cdot \bar{I}_{sh}^* \quad (4.2)$$

$$pE_{sh} = \Re(S_{sh}) \quad (4.3)$$

sendo:

- $S_{sh}$  = potência complexa consumida/fornecida pelo equipamento FACTS em derivação (pu).
- $E_{sh}$  = energia consumida pelo equipamento FACTS em derivação (pu).

Na expressão acima,  $\Re$  indica parte real de um número complexo e  $p$  representa o operador derivada em relação ao tempo ( $\frac{d}{dt}$ ).

## 4.2 Conversores estáticos de potência

Conversores estáticos de potência utilizados em dispositivos FACTS consistem, essencialmente, de um conjunto de chaves conectando um circuito de entrada CC a um circuito de saída CA [SONG e JOHNS, 1999]. Convém destacar que há dois tipos de conversores que podem ser empregados:

**conversor fonte de corrente:** no qual a corrente CC tem somente uma polaridade e a mudança do sentido da troca de potência, de retificador (CA-CC) para inversor (CC-CA) e vice-versa, ocorre através da mudança da polaridade da tensão CC. Conseqüentemente, do lado CC é necessário dispor de uma fonte de corrente, sendo isso realizado por indutores.

**conversor fonte de tensão:** no qual a tensão CC tem somente uma polaridade e a mudança do sentido da troca de potência ocorre através da mudança da polaridade da corrente CC. Portanto, do lado CC é necessário dispor de uma fonte de tensão, sendo isso realizado por capacitores e/ou baterias.

Outra forma de entender essa nomenclatura, e determinar algumas regras de associação entre o sistema CA e o sistema CC, é analisar a alimentação do lado CC. Se o conversor é alimentado a partir de uma fonte de corrente, *e.g.* indutor comum ou um indutor constituído de material supercondutor para diminuir as perdas, sua saída pode ser vista como uma fonte de corrente, podendo somente ser conectada a um circuito tendo características de fonte de tensão (capacitor). A conexão da saída desse tipo de conversor exige, além do transformador, capacitores. Por outro lado, se o conversor é alimentado a partir de uma fonte de tensão, *e.g.* capacitor ou bateria, sua saída pode ser vista como uma fonte de tensão, podendo somente ser conectada a um circuito tendo características de fonte de corrente (indutor). A conexão da saída desse tipo de conversor através de um transformador satisfaz esse requisito. As regras de associação e a entrada de cada um desses conversores podem ser vistas na Figura 4.3.

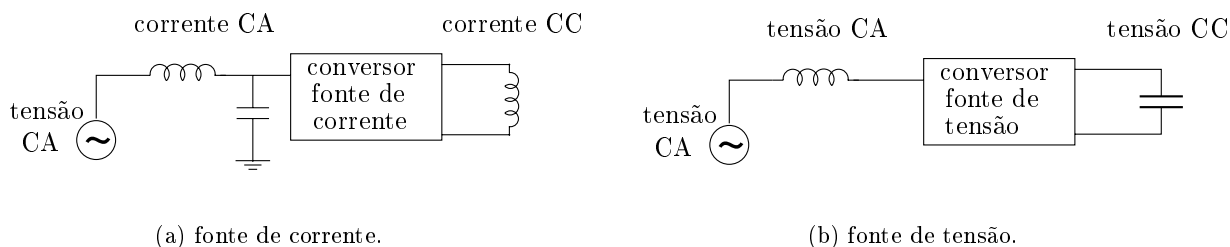


Figura 4.3: Conversores (diagrama unifilar) – (a) tipo fonte de corrente. (b) tipo fonte de tensão.

Além de as ligações com o sistema CA serem diferentes para conversores fonte de corrente e fonte de tensão, o tipo de chave também deve ser compatível, como pode ser visto na Figura 4.4. Em conversores fonte de corrente, a polaridade da corrente do lado CC não muda, ao contrário da polaridade da tensão aplicada às chaves. Essas, portanto, devem ser unidirecionais para corrente

e bidirecionais para tensão. Conseqüentemente, chaves formadas por GTO simples satisfazem tais requisitos. Em conversores fonte de tensão, a polaridade da tensão do lado CC não muda, ao contrário da polaridade da corrente através das chaves. Essas, portanto, devem ser unidirecionais para tensão e bidirecionais para corrente. Por conseguinte, é necessário ligar um GTO em antiparalelo com um diodo. Convém mencionar também que conversores fonte de corrente podem ser projetados utilizando-se apenas tiristores comuns, mas neste caso é possível apenas realizar compensação reativa indutiva [SONG e JOHNS, 1999].

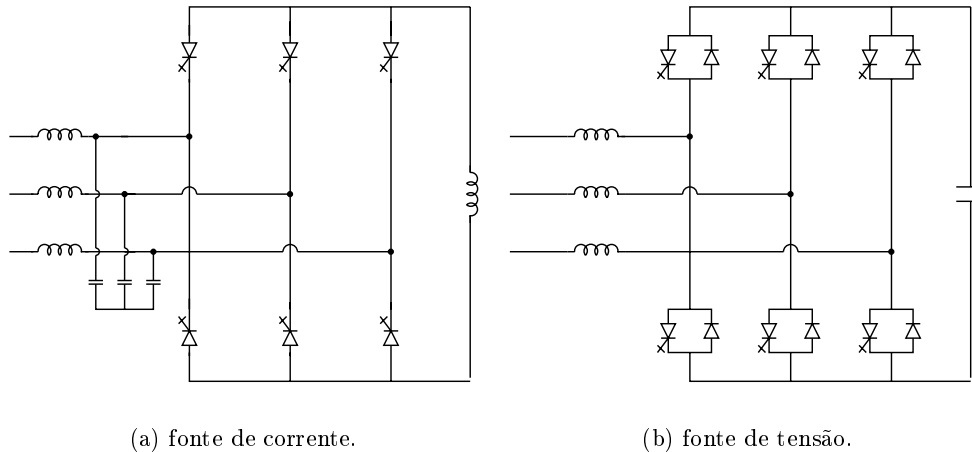


Figura 4.4: Conversores (diagrama trifilar) – (a) tipo fonte de corrente. (b) tipo fonte de tensão.

Freqüentemente, o conversor fonte de tensão é utilizado em detrimento ao conversor fonte de corrente em razão do desempenho e do custo global [HINGORANI e GYUGYI, 1999]. Por conseguinte, neste trabalho considera-se apenas o conversor fonte de tensão. Entretanto, a modelagem empregada e o princípio de funcionamento continuam os mesmos independentemente de qual tipo de conversor usando semicondutores autocomutados for adotado.

As duas principais técnicas para controlar a tensão CA gerada pelo conversor são:

- Modulação da Amplitude de Pulso (PAM – *Pulse Amplitude Modulation*): nesse caso a amplitude da tensão gerada é modificada pela variação da tensão CC do capacitor.
- Modulação da Largura de Pulso (PWM – *Pulse-Width Modulated*): nesse caso a tensão CC do capacitor é mantida constante e a tensão gerada é variada através de diversos chaveamentos por ciclo.

A utilização de PWM requer alta quantidade de chaveamentos por ciclo, conseqüentemente aumentando as perdas. Todavia, seu uso em conjunto com outras técnicas, tais como topologias multipulsos, Figura 4.5, e multiníveis, Figura 4.6, permitem que o número de chaveamentos seja diminuído sem que haja a introdução de grandes componentes de harmônicas [HINGORANI e GYUGYI, 1999; SONG e JOHNS, 1999]. Além disso, a resposta de tensão é muito rápida, menos de 5 ms [HINGORANI e GYUGYI, 1999]. Neste trabalho considera-se que a tensão é controlada utilizando-se PWM, e portanto a constante de tempo do conversor é desprezada. Desse modo, os conversores estáticos de potência, durante a simulação de transitórios eletromecânicos, podem ser modelados como uma fonte de tensão ideal da forma:

em que:

$$\bar{V}_{conv} = m \cdot k \cdot V_{CC} \cdot (\cos \theta + j \cdot \text{sen } \theta) \quad (4.4)$$

$\bar{V}_{conv}$  = fasor da tensão produzida pelo conversor (pu).

$V_{CC}$  = tensão no capacitor (pu).

$\theta$  = ângulo da tensão produzida pelo conversor (rad).

$m$  = índice de modulação do PWM.

$k$  = ganho de tensão do PWM.

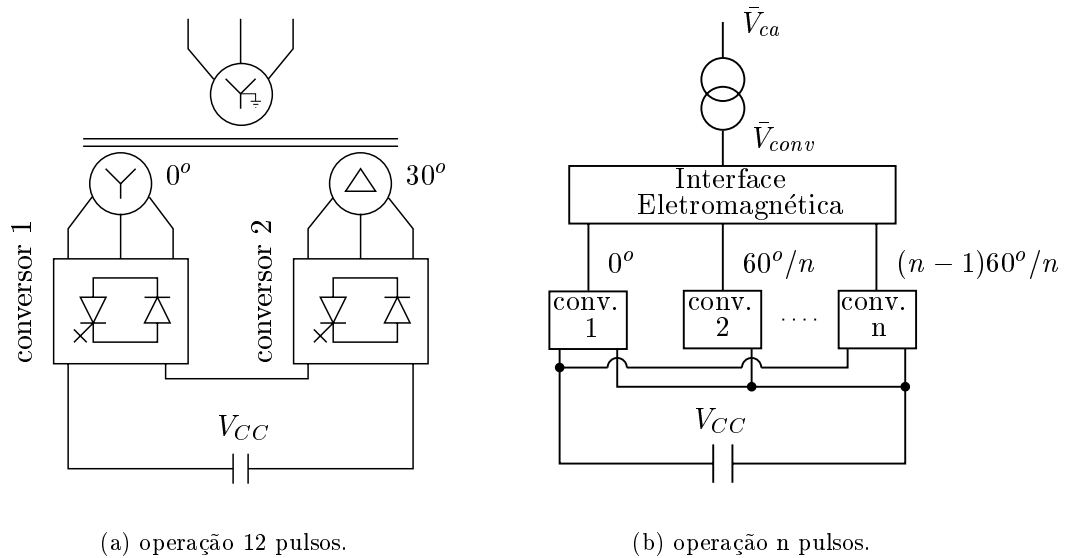


Figura 4.5: Configuração multipulsos.

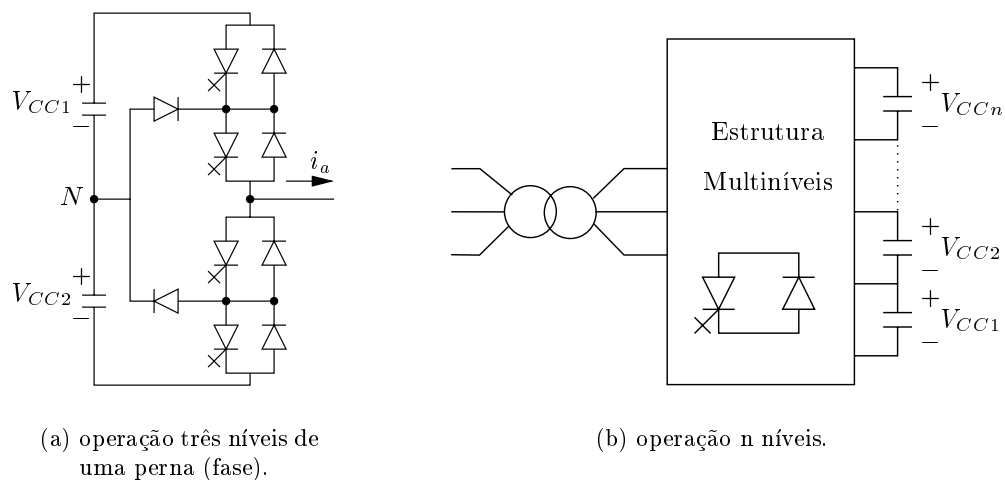


Figura 4.6: Configuração multiníveis.

### 4.2.1 Capacidade de potência aparente dos conversores estáticos de potência usados em dispositivos FACTS

A capacidade necessária de potência aparente de dispositivos FACTS fundamentados em conversores estáticos de potência é o ponto inicial para determinar a escolha do melhor projeto técnico. Embora os tiristores tipo GTO, empregados atualmente nesses equipamentos, tenham grandes capacidades de tensão (4500 a 6000 V) e de corrente (4000 a 6000 A) [SCHAUDER et al., 1998], a capacidade de apenas um conversor dificilmente é igual a necessária para as diversas aplicações dos FACTS. Assim, a seguir faz-se alguns comentários das principais alternativas para alcançar o valor de MVA desejado, baseado em HINGORANI e GYUGYI (1999) e em SONG e JOHNS (1999).

Como os conversores são conectados ao sistema de transmissão CA através de transformadores, há uma certa flexibilidade no que diz respeito às capacidades de tensão e de corrente de cada chave. Todavia, em conversores de alta potência cada perna é composta por diversas chaves em série, constituindo um divisor de tensão, e conseqüentemente podendo atender à especificação de tensão. Além disso, como visto na seção anterior, é comum empregar topologias multiníveis. O uso de uma topologia três níveis, por exemplo, dobra a capacidade de tensão do conversor, ver Figura 4.6(a). O uso de topologias multipulsos também é comum, e como essas estruturas são obtidas empregando diversos conversores em paralelo, formando um divisor de corrente, pode-se atender à especificação de corrente. Para exemplificar, as topologias 12, 24 e 48 pulsos, que são freqüentemente utilizadas, aumentam essa capacidade em 2, 4 e 8 vezes, respectivamente. Logo, o emprego de topologias multiníveis e multipulsos, que são necessárias para diminuir o número de chaveamentos da técnica PWM e mesmo assim não introduzir grandes componentes de harmônicas no sistema, podem aumentar a capacidade de potência em 16 vezes. Além disso, é possível empregar diversas dessas estruturas completas em paralelo para obter o valor de MVA necessário.

Outra característica importante que deve ser levada em consideração é a capacidade de sobrecarga transitória em relação à capacidade de regime permanente. Essa capacidade é de 10 vezes para alguns milissegundos, 2 vezes para 1 segundo e 1,5 vezes para 10 segundos até chegar ao valor de regime permanente. Porém, destaca-se que há uma certa flexibilidade para esses valores que pode ser especificada em projeto.

## 4.3 STATCOM

STATCOM (*Static Synchronous Compensator*) é um dispositivo ligado em derivação que utiliza o conceito de conversor fonte de tensão [EDWARDS et al., 1988]. Na Figura 4.7 tem-se representado um STATCOM. Considerando um conversor fonte de tensão empregando PWM, a troca de potência reativa com a rede pode ser realizada variando-se a magnitude da tensão CA gerada, assim como ocorre em compensadores síncronos, enquanto que a troca de potência ativa com a rede é efetuada variando-se o ângulo da tensão gerada.

Caso não haja uma fonte de energia no lado CC do STATCOM, este só pode trocar potência reativa com a rede. Nesse caso um capacitor do lado CC é suficiente para fornecer o suporte de tensão ao conversor. Caso haja uma fonte de energia do lado CC – *e.g.* bateria química, armazenador de energia utilizando indutor feito de material supercondutor, etc – então é possível haver troca

de potência ativa com o sistema CA. Se for conveniente dispor apenas do consumo de potência ativa, então uma interface eletrônica com um TCBR pode substituir o armazenador de energia, diminuindo o custo do equipamento.

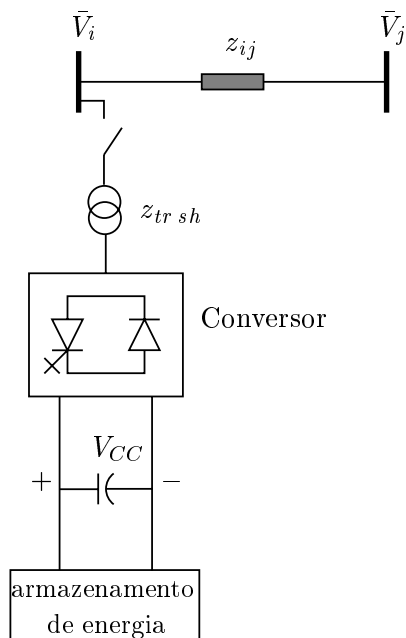


Figura 4.7: STATCOM.

Um modo de entender a geração de reativos pelo conversor na ausência de um elemento armazenador de energia, mas sem considerar o funcionamento detalhado desses equipamentos, é através do princípio da conservação de energia. Assim, considerando um conversor ideal, *i.e.* sem perdas, a potência de saída, lado CA, tem de ser igual à potência de entrada, lado CC. Logo, como o conversor só fornece/consome reativos em relação ao sistema CA e sendo a potência reativa para frequência zero por definição nula, verifica-se que não há necessidade de elementos de armazenamento de energia e, conseqüentemente, o capacitor não desempenha nenhum papel na troca de potência reativa. A sua função é fornecer o suporte de tensão para o conversor e, principalmente, igualar os valores de potência instantânea. Nesse caso, o conversor é um meio que permite troca de reativos entre as três fases do sistema CA.

Uma forma adequada para representar o STATCOM em programas de simulação de estabilidade transitória é através de injeção de corrente na barra em que está conectado – Figura 4.8. No caso em que não há uma fonte de energia do lado CC, o ângulo do fasor da corrente injetada deve estar a  $\pm 90^\circ$  em relação à tensão da barra em que está ligado, garantindo que ocorra apenas troca de potência reativa com o sistema CA. Está sendo considerado que as chaves não apresentam perdas, contudo na realidade há perdas. Estas podem ser supridas inserindo-se uma pequena variação na restrição do ângulo da fonte de corrente estar a  $\pm 90^\circ$  em relação à tensão nodal, o suficiente para o sistema CA fornecer a potência ativa para suprir as perdas.

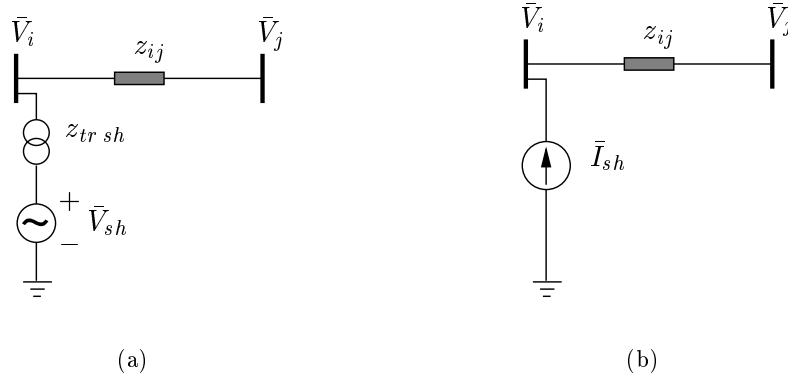


Figura 4.8: Modelo por injeção de corrente do STATCOM.

Na Figura 4.8 o fasor da corrente é expresso por:

$$\bar{I}_{sh} = \frac{\bar{V}_{sh} - \bar{V}_i}{z_{tr\ sh}} \quad (4.5)$$

sendo:

$\bar{V}_i$  = fasor da tensão da barra  $i$  (pu).

$\bar{V}_{sh}$  = fasor da tensão na saída do conversor em derivação (pu).

$\bar{I}_{sh}$  = fasor da corrente injetada na rede pelo STATCOM (pu).

$z_{tr\ sh}$  = impedância do transformador de acoplamento em derivação (pu).

A potência complexa e a energia elétrica fornecida/consumida pelo equipamento são dadas por:

$$S_{sh} = \bar{V}_i \cdot \bar{I}_{sh}^* \quad (4.6)$$

$$pE_{sh} = \Re(S_{sh}) \quad (4.7)$$

em que:

$S_{sh}$  = potência complexa fornecida/consumida pelo equipamento FACTS em derivação (pu).

$E_{sh}$  = energia fornecida/consumida pelo equipamento FACTS em derivação (pu).

O fasor da corrente injetada pelo STATCOM pode ser decomposto em dois componentes: um representando a troca de potência ativa e outro representando a troca de potência reativa com a rede CA. Isso é denominado controle vetorial do dispositivo FACTS [SCHAUDER e MEHTA, 1993]. Assim, tem-se:

$$\bar{I}_{sh} = i_{sh}^p + j \cdot i_{sh}^q \quad (4.8)$$

sendo:

$$\frac{\angle i_{sh}^p}{\angle i_{sh}^q} = \frac{\angle \pm \bar{V}_i}{\angle \bar{V}_i \pm 90^\circ}$$

Nas expressões acima os superescritos ( $p$ ) e ( $q$ ) representam componentes responsáveis pela troca de potência ativa e reativa, respectivamente. Além disso,  $\angle$  indica argumento do componente ou do fasor. No caso em que não há uma fonte de energia do lado CC, desprezando-se as perdas do conversor, o componente de potência ativa deve ser igual a zero.

#### 4.4 SSSC

SSSC (*Static Synchronous Series Compensator*) é um dispositivo ligado em série que utiliza o conversor fonte de tensão [GYUGYI, 1994]. Na Figura 4.9 está representado um SSSC típico, o qual emprega um transformador de inserção para introduzir uma tensão em série com a linha de transmissão. Nesse caso, o fasor da tensão gerada pelo conversor pode ser representado por dois componentes, um em fase e outro em quadratura com a corrente de linha. Dessa forma, a troca de potência reativa com o sistema CA ocorre através da variação do componente em quadratura e a troca de potência ativa através da variação do componente em fase. Caso seja necessário apenas a compensação de reativos, a tensão gerada pelo conversor deve estar a  $\pm 90^\circ$  em relação à corrente de linha e, nesse caso, não é necessário um elemento armazenador de energia, bastando utilizar um capacitor no lado CC do conversor para fornecer o suporte de tensão.

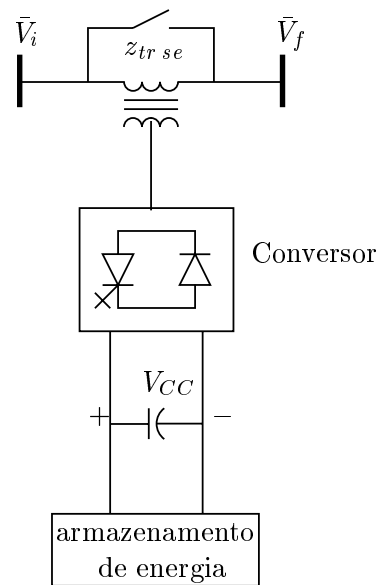


Figura 4.9: SSSC.

Uma forma adequada para representar um SSSC em programas de simulação de estabilidade transitória é através de injeções de corrente nas barras adjacentes, como ilustrado na Figura 4.10. Essas injeções são expressas por:



$$\bar{I}_{se} = \frac{\bar{V}_{se}}{z_{tr\ se}} \quad (4.9)$$

em que:

- $\bar{V}_{se}$  = fasor da tensão na saída do conversor série (pu).
- $\bar{I}_{se}$  = fasor da corrente injetada na rede pelo SSSC (pu).
- $z_{tr\ se}$  = impedância do transformador de inserção série (pu).

A potência complexa e a energia elétrica fornecida/dissipada pelo equipamento são dadas por:

$$S_{se} = \bar{V}_{se} \cdot \bar{I}_{ij}^* \quad (4.10)$$

$$pE_{se} = \Re(S_{se}) \quad (4.11)$$

sendo:

- $\bar{I}_{ij}$  = fasor da corrente de linha entre as barras  $i$  e  $j$  (pu).
- $S_{se}$  = potência complexa fornecida/consumida pelo equipamento FACTS em série (pu).
- $E_{se}$  = energia fornecida/consumida pelo equipamento FACTS em série (pu).

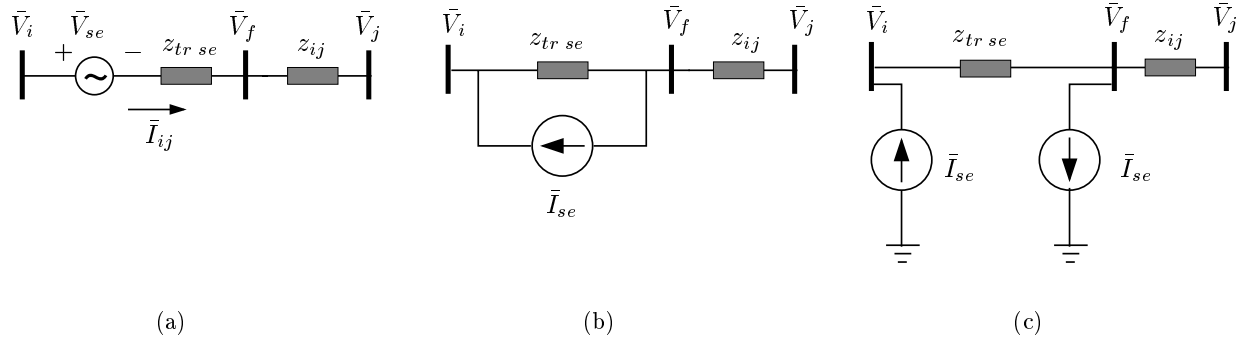


Figura 4.10: Modelo por injeção de corrente do SSSC.

Assim como para um STATCOM, um SSSC também pode ser controlado de forma vetorial [SCHAUDER e MEHTA, 1993], *i.e.* o fasor da tensão série pode ser decomposto em dois componentes: um representando a troca de potência ativa e outro representando a troca de potência reativa. Dessa forma, tem-se:

$$\bar{V}_{se} = v_{se}^p + j \cdot v_{se}^q \quad (4.12)$$

sendo:

$$\frac{v_{se}^p}{v_{se}^q} = \frac{|\pm \bar{I}_{ij}|}{|\bar{I}_{ij}| \pm 90^\circ}$$

Se não houver um armazenador de energia no lado CC é necessário fazer o componente de tensão representando troca de potência ativa igual a zero.

Deve-se notar que nessa modelagem a barra  $f$  é fictícia, o que causa o inconveniente de aumentar o número de barras originais do sistema a ser simulado. Para evitar tal inconveniente e, principalmente, para facilitar a desconexão momentânea do equipamento (*bypass*), seja por uma questão de filosofia de controle, seja pela atuação da proteção do equipamento contra correntes de linha elevadas, optou-se por alterar ligeiramente o modelo da Figura 4.10 eliminando-se a barra fictícia. Assim, são possíveis duas situações: SSSC em série com uma impedância simples ou em série com um circuito  $\pi$ -equivalente. Os dois casos são analisados a seguir.

### SSSC em série com impedância simples

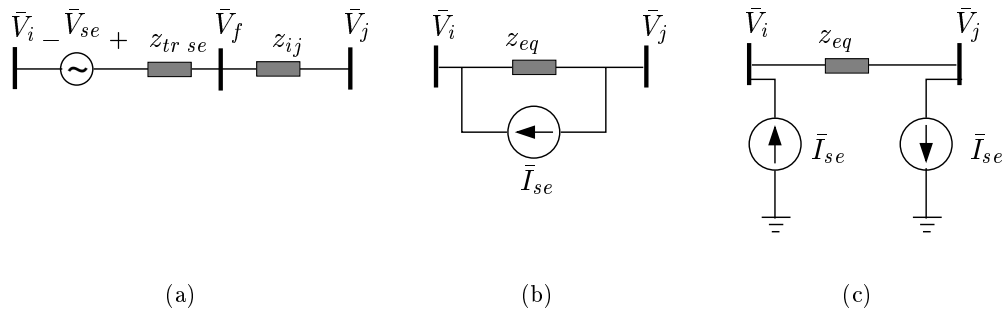


Figura 4.11: Modelo por injeção de corrente do SSSC eliminando a barra fictícia – impedância simples.

Após a eliminação da barra fictícia, o fasor da corrente injetada nas barras  $i$  e  $j$  passa a ser:

$$\bar{I}_{se} = \frac{\bar{V}_{se}}{z_{eq}} \quad (4.13)$$

sendo:

$z_{ij}$  = impedância entre a barra  $i$  e  $j$  sem o SSSC (pu).

$z_{eq}$  =  $z_{tr se} + z_{ij}$  = impedância equivalente entre a barra  $i$  e  $j$  com o SSSC (pu).

Além de manter inalterada a ordem da matriz admitância de barra, outra vantagem desse modelo é diminuir a sensibilidade entre o fasor da tensão do conversor e o fasor da corrente injetada na rede ( $z_{eq} > z_{tr se}$ ), permitindo obter uma melhor característica de convergência.

### SSSC em série com $\pi$ -equivalente

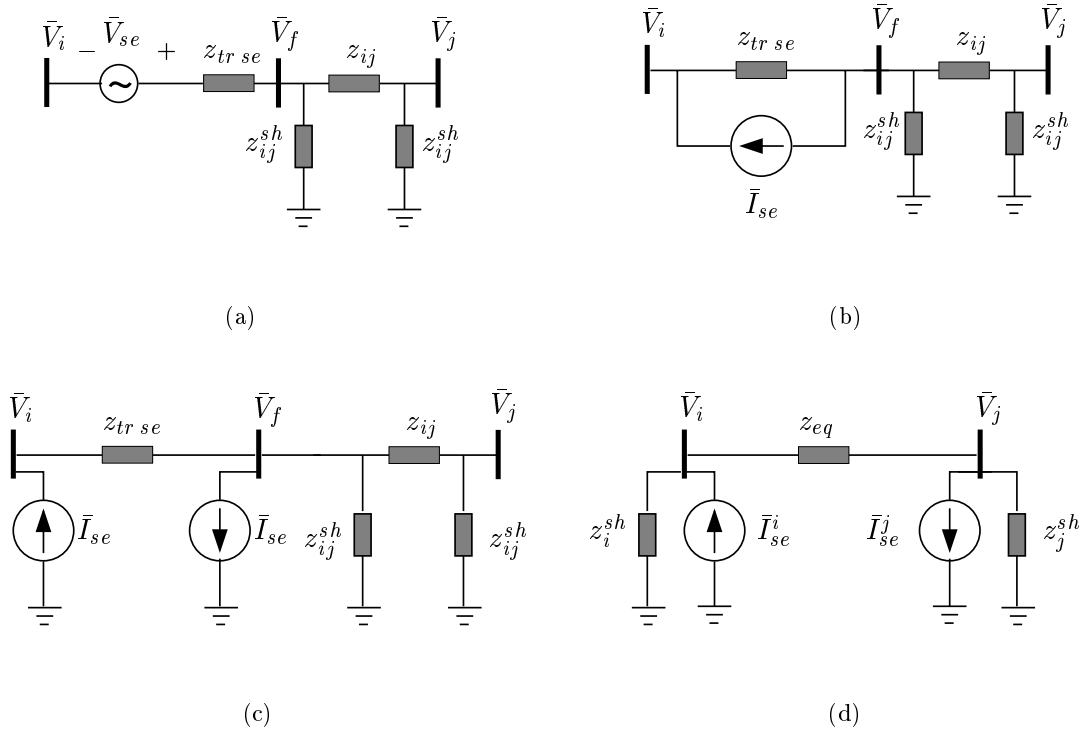


Figura 4.12: Modelo por injeção de corrente do SSSC eliminando a barra fictícia –  $\pi$ -equivalente.

Aplicando uma transformação estrela–triângulo ao circuito da Figura 4.12(c), tem-se:

$$z_{eq} = \frac{z_{tr\ se} \cdot z_{ij}^{sh} + z_{tr\ se} \cdot z_{ij} + z_{ij} \cdot z_{ij}^{sh}}{z_{ij}} \quad (4.14)$$

$$z_i^{sh} = \frac{z_{tr\ se} \cdot z_{ij}^{sh} + z_{tr\ se} \cdot z_{ij} + z_{ij} \cdot z_{ij}^{sh}}{z_{tr\ se}} \quad (4.15)$$

$$z_j^{sh} = \frac{z_{tr\ se} \cdot z_{ij}^{sh} + z_{tr\ se} \cdot z_{ij} + 2 \cdot z_{ij} \cdot z_{ij}^{sh}}{z_{ij}^{sh}} \quad (4.16)$$

Os fasores das correntes injetadas nas barras  $i$  e  $j$  são:

$$\bar{I}_{se} = \frac{\bar{V}_{se}}{z_{tr\ se}} \quad (4.17)$$

$$\bar{I}_{se}^i = \bar{I}_{se} - \frac{y_{tr\ se}}{y_{ij} + y_{ij}^{sh} + y_{tr\ se}} \cdot \bar{I}_{se} \quad (4.18)$$

$$\bar{I}_{se}^j = -\frac{y_{ij}}{y_{ij} + y_{ij}^{sh} + y_{tr\ se}} \cdot \bar{I}_{se} \quad (4.19)$$

sendo:

- $z_{ij}$  = impedância entre a barra  $i$  e  $j$  sem o SSSC (pu).
- $z_{ij}^{sh}$  = impedância em derivação do circuito  $\pi$ -equivalente entre a barra  $i$  e  $j$  sem o SSSC (pu).
- $z_{eq}$  = impedância série equivalente entre a barra  $i$  e  $j$  com o SSSC (pu).
- $z_j^{sh}$  = impedância em derivação equivalente na barra  $j$  com o SSSC (pu).
- $z_i^{sh}$  = impedância em derivação equivalente na barra  $i$  com o SSSC (pu).
- $y_{tr\ se}$  = admitância do transformador de inserção série (pu).
- $y_{ij}$  = admitância entre a barra  $i$  e  $j$  sem o SSSC (pu).
- $y_{ij}^{sh}$  = admitância em derivação do circuito  $\pi$ -equivalente entre a barra  $i$  e  $j$  sem o SSSC (pu).

Convém ressaltar que as alterações da matriz admitância de barra para entrada em operação ou saída do SSSC são facilmente efetuadas, utilizando-se eliminação de Gauss para alteração de redes elétricas [MONTICELLI, 1983].

## 4.5 Dispositivos armazenadores de energia

Cada vez mais equipamentos armazenadores de energia de grande capacidade serão empregados em sistemas de energia elétrica [TER-GAZARIAN, 1994]. Alguns desses equipamentos já estão sendo utilizados, *e.g.* BESS (*Battery Energy Storage Systems*) em sistemas de distribuição e o SMES (*Superconducting Magnetic Energy Storage*) em sistemas de transmissão [CIGRÉ TASK FORCE, 1999].

Um BESS, como o próprio nome diz, é constituído por baterias químicas. A sua capacidade em MVA ainda é pequena, mas em razão das suas características pode fornecer energia por um tempo relativamente grande. Por conseguinte, sua maior aplicação encontra-se no fornecimento de energia ininterrupta para cargas importantes e não na ajuda em manter a estabilidade angular de sistemas de energia elétrica. Por outro lado, um SMES utiliza supercondutores para armazenar energia na forma magnética em um enrolamento, cuja resistência é aproximadamente nula. A sua capacidade em MVA é alta, porém só pode fornecer energia por um curto período de tempo. Assim, sua utilidade é maior na ajuda em estabilizar sistemas de energia elétrica. Há, também, a possibilidade de utilizar grandes bancos de capacitores, todavia isso não é muito eficiente para armazenamento de energia [SONG e JOHNS, 1999]. Outra possibilidade no futuro são as células combustíveis que geram energia elétrica utilizando hidrogênio retirado de hidrocarbonetos como gás natural [SONG e JOHNS, 1999; TER-GAZARIAN, 1994], porém os custos de produção e de estocagem de hidrogênio ainda são elevados. Sendo um SMES o equipamento mais promissor para auxiliar na estabilização de sistemas de energia elétrica [REHTANZ, 1999; FEAKE, 1997], essa é a fonte de energia acoplada aos FACTS a ser considerada neste trabalho.

### 4.5.1 SMES

SMES é uma tecnologia que utiliza materiais que são supercondutores em baixas temperaturas para armazenar energia em um campo magnético constante. Assim, um enrolamento feito desse tipo de material conduzindo uma corrente elétrica CC produz um campo magnético praticamente sem perdas, isso é representado simplificadaamente na Figura 4.13. Portanto, entre os diversos

equipamentos armazenadores de energia, o SMES é o único que não envolve conversão de energia elétrica, pois essa é armazenada diretamente. Uma característica muito atrativa do SMES é a sua alta eficiência, em torno de 90%, incluindo perdas de refrigeração, quando comparado com baterias, tipicamente de 60-70% [BUCKLES e HASSENZAHN, 2000]. Outra característica particular do SMES é que o custo por unidade de energia armazenada diminui significativamente quando a capacidade aumenta [HASSENZAHN, 1983]. Os principais componentes de um SMES são: o enrolamento supercondutor, o sistema de refrigeração e a interface eletrônica com o sistema CA.

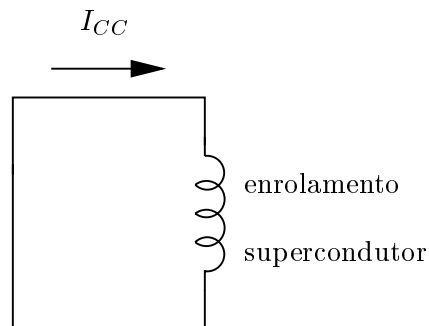


Figura 4.13: Enrolamento supercondutor.

Os primeiros estudos sobre aplicações de SMES em sistemas de energia elétrica, na década de 60, focaram o atendimento rápido da variação da demanda [BUCKLES e HASSENZAHN, 2000]. Em 1971, iniciou-se estudos na Universidade de Wisconsin para avaliar a aplicabilidade de SMES na indústria de energia elétrica. Estes estudos mostraram um grande potencial em utilizar tais equipamentos para melhorar a estabilidade transitória dos sistemas de potência [PETERSON et al., 1975]. O primeiro SMES trifásico foi testado em 1974 no *Los Alamos National Laboratory* [BUCKLES e HASSENZAHN, 2000]. Em 1976, os pesquisadores do *Los Alamos National Laboratory* e da *Bonneville Power Administration* começaram a desenvolver um pequeno SMES para amortecer oscilações de potência em uma grande linha de transmissão, o qual foi energizado pela primeira vez em 1983 [BOENING e HAUER, 1985]. Todos esses trabalhos iniciais utilizavam conversores fonte de corrente, empregando tiristores simples para realizar a interface entre o SMES e a rede de transmissão CA. Dessa forma, além da compensação ativa só era possível compensação reativa indutiva. Em ISE et al. (1986) foi proposto o uso de conversores fonte de corrente utilizando tiristores do tipo GTO para efetuar a interface, permitindo compensação reativa tanto indutiva quanto capacitiva. Apesar do bom desempenho do uso de conversores fonte de corrente com SMES, em HASSAN et al. (1993), mostra-se que o uso de conversores fonte de tensão juntamente com um *chopper* traz benefícios econômicos, tendo sido desenvolvido um SMES com capacidade de 400 MW. Portanto, no presente trabalho, considera-se esta topologia no uso de SMES. A seguir, apresenta-se como um SMES junto com um *chopper* pode ser empregado com um STATCOM para fornecer compensação nos quatro quadrantes. O uso com um SSSC é completamente similar.

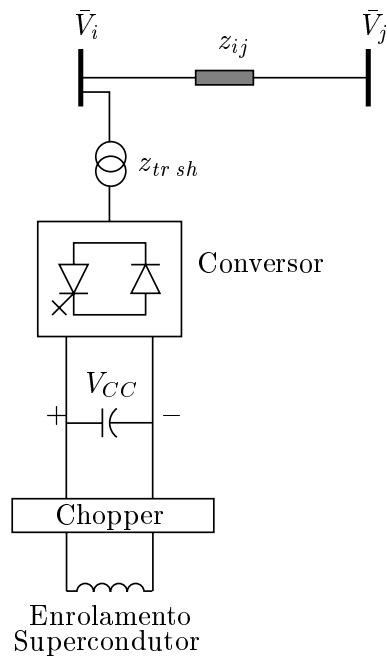


Figura 4.14: STATCOM equipado com um SMES.

O *chopper* é utilizado para manter a tensão CC constante, de forma a poder aplicar PWM para geração da tensão CA pelo conversor. O princípio de operação do *chopper* pode ser explicado utilizando a Figura 4.15.

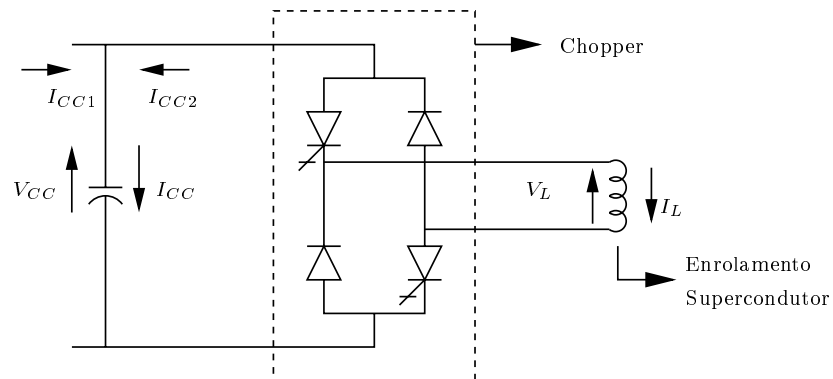


Figura 4.15: Chopper.

As relações de tensão e de corrente nos dois lados do *chopper* são:

$$V_L = r \cdot V_{CC} \quad (4.20)$$

$$I_{CC2} = r \cdot I_L \quad (4.21)$$

sendo:

- $V_L$  = tensão CC no indutor feito de material supercondutor (pu).  
 $I_L$  = corrente CC através do indutor feito de material supercondutor (pu).  
 $I_{CC2}$  = corrente CC injetada pelo *chopper* (pu).

Além disso, na expressão acima,  $r$  varia entre  $-1$  e  $1$  através do controle dos ângulos de disparo e de corte das chaves que compõem o *chopper*. Para manter a tensão no capacitor constante é necessário fazer:

$$I_{CC2} = I_{CC} - I_{CC1} \quad (4.22)$$

Assim, garante-se que toda corrente (energia) injetada na rede de transmissão CA ou retirada desta é fornecida/absorvida pelo enrolamento supercondutor. Dessa forma, a tensão do capacitor CC é mantida constante.

## 4.6 UPFC

UPFC (*Unified Power Flow Controller*) é um dispositivo ligado em série-derivação que utiliza dois conversores fonte de tensão [GYUGYI, 1992], como representado na Figura 4.16. Percebe-se que esse dispositivo é uma combinação do STATCOM e do SSSC. Com essa configuração é possível executar compensação ativa sem a necessidade de elementos armazenadores/dissipadores de energia. Isso é realizado através da ligação comum, por meio de um capacitor CC, entre os dois conversores, *i.e.* a potência ativa fornecida (consumida) por um conversor é retirada (injetada) da rede pelo outro conversor. Dessa forma, garante-se que a tensão do capacitor CC mantém-se constante e a técnica PWM pode ser utilizada por ambos os conversores para gerar a tensão CA [GYUGYI, 1992; GYUGYI et al., 1995].

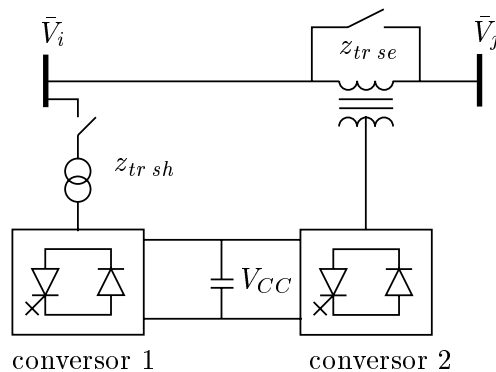


Figura 4.16: UPFC.

Uma forma adequada para representar um UPFC em programas de simulação de estabilidade transitória é através de injeções de corrente nas barras apropriadas, como ilustra a Figura 4.17.

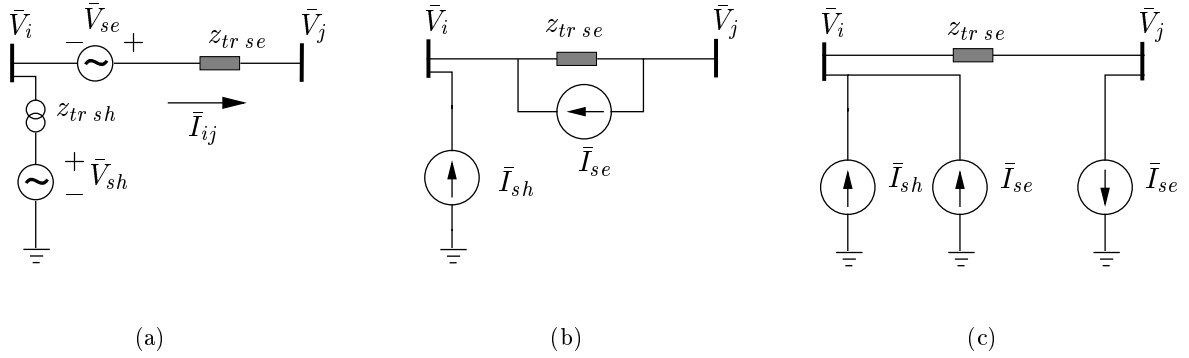


Figura 4.17: Modelo por injeção de corrente do UPFC.

Usando essa modelagem, os fasores das correntes injetadas nas barras  $i$  e  $j$  pelo UPFC são:

$$\bar{I}_{sh} = \frac{\bar{V}_{sh} - \bar{V}_i}{z_{tr\ sh}} \quad (4.23)$$

$$\bar{I}_{se} = \frac{\bar{V}_{se}}{z_{tr\ se}} \quad (4.24)$$

sendo:

$\bar{V}_i$  = fasor da tensão da barra  $i$  (pu).

$\bar{V}_{sh}$  = fasor da tensão do conversor em derivação (pu).

$\bar{V}_{se}$  = fasor da tensão do conversor série (pu).

$\bar{I}_{sh}$  = fasor da corrente injetada na rede pelo conversor em derivação (pu).

$\bar{I}_{se}$  = fasor da corrente injetada na rede pelo conversor série (pu).

$z_{tr\ sh}$  = impedância do transformador de acoplamento em derivação (pu).

$z_{tr\ se}$  = impedância do transformador de inserção série (pu).

Além disso, a potência complexa e a energia elétrica fornecida/dissipada pelas partes em derivação e em série do UPFC são:

$$S_{sh} = \bar{V}_i \cdot \bar{I}_{sh}^* \quad (4.25)$$

$$pE_{sh} = \Re(S_{sh}) \quad (4.26)$$

$$S_{se} = \bar{V}_{se} \cdot \bar{I}_{se}^* \quad (4.27)$$

$$pE_{se} = \Re(S_{se}) \quad (4.28)$$

$\bar{I}_{ij}$  = fasor da corrente de linha entre as barras  $i$  e  $j$  (pu).

$S_{sh}$  = potência complexa fornecida/consumida pelo conversor em derivação (pu).

$E_{sh}$  = energia fornecida/consumida pelo conversor em derivação (pu).

$S_{se}$  = potência complexa fornecida/consumida pelo conversor série (pu).

$E_{se}$  = energia fornecida/consumida pelo conversor série (pu).



### 4.6.1 Balanço de energia

Como mencionado, a principal característica do UPFC é a possibilidade de compensação de potência ativa, além de reativa, sem a necessidade de utilizar armazenadores e dissipadores de energia. Isso é efetuado através da ligação comum entre os dois conversores. Como cada conversor por si só não tem capacidade de gerar ou consumir energia, a energia injetada/consumida por um conversor tem de ser consumida/injetada pelo outro conversor a partir da rede de transmissão CA. Para atender a esta restrição é necessário satisfazer o balanço de potência ativa, ou seja:

$$\Re\{S_{se} + S_{sh}\} = 0 \quad (4.29)$$

Na expressão acima,  $S_{se}$  e  $S_{sh}$  representam a troca de potência complexa com a rede de transmissão CA dos conversores série e em derivação, respectivamente.

Em geral, o conversor em derivação é responsável por realizar o balanço de potência ativa, ficando o conversor série livre para realizar compensação ativa e reativa [GYUGYI et al., 1995]. Isso é realizado transformando o fasor da corrente injetada pelo conversor em derivação em dois componentes, um em fase e outro em quadratura com a tensão nodal, o mesmo sendo feito para o fasor da tensão série, *i.e.* um componente em fase e outro em quadratura com a corrente da linha. Esse procedimento é denominado controle vetorial dos conversores [SCHAUDER e MEHTA, 1993]. Todavia, nada impede que o balanço de potência ativa seja efetuado pelo conversor série, e assim são possíveis dois casos:

#### Balanço de energia utilizando conversor em derivação

O balanço de energia é realizado através do componente de potência ativa da corrente injetada pelo conversor em derivação, conforme segue:

$$|i_{sh}^p| = \frac{\Re\{\bar{V}_{se} \cdot \bar{I}_{ij}^*\}}{|V_i|} \quad (4.30)$$

$$\underline{i_{sh}^p} = \underline{\bar{V}_i} \quad (4.31)$$

Dessa forma, verifica-se que o UPFC mantém três graus de liberdade, *i.e.* os componentes da tensão série  $v_{se}^p$ ,  $v_{se}^q$  e o componente da corrente  $i_{sh}^q$  podem ser utilizados para atender a diversos requisitos dos sistemas de energia elétrica. Na expressão 4.30,  $| \cdot |$  indica módulo do componente ou do fasor.

#### Balanço de energia utilizando conversor série

O balanço de energia é realizado através do componente de potência ativa da tensão do conversor série, conforme segue:

$$|v_{se}^p| = \frac{\Re\{\bar{V}_i \cdot \bar{I}_{sh}^*\}}{|I_{ij}|} \quad (4.32)$$

$$\underline{v_{se}^p} = \underline{\bar{I}_{ij}} \quad (4.33)$$

Novamente, pode-se verificar que o UPFC mantém três graus de liberdade, *i.e.* os componentes da corrente em derivação  $i_{sh}^p$ ,  $i_{sh}^q$  e o componente da tensão  $v_{se}^q$  podem ser utilizados para atender a diversos requisitos dos sistemas de energia elétrica.

A barra  $j$  é fictícia nessa modelagem, e pelos mesmos motivos apresentados no caso do SSSC, é interessante eliminá-la conforme segue:

### UPFC em série com impedância simples

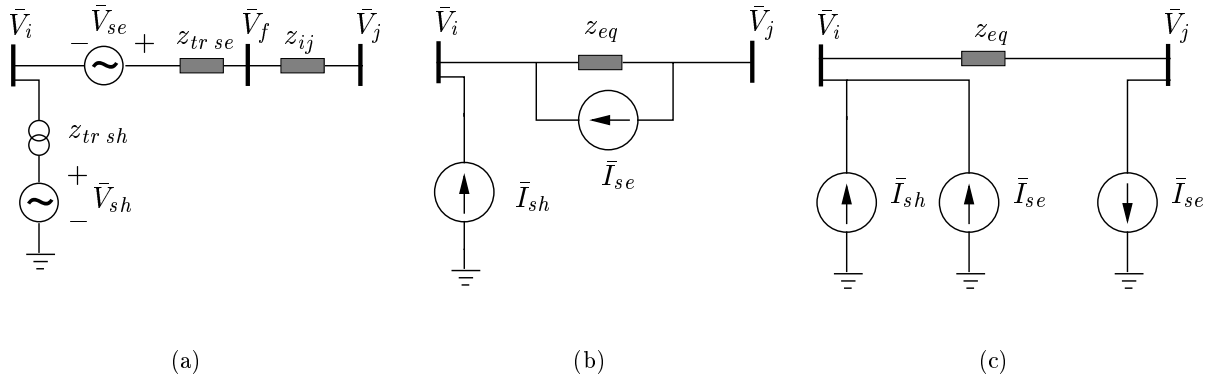


Figura 4.18: Modelo por injeção de corrente do UPFC eliminando a barra fictícia – impedância simples.

Os fasores das correntes injetadas nas barras  $i$  e  $j$  pelo UPFC, após a eliminação da barra fictícia, passam a ser:

$$\bar{I}_{sh} = \frac{\bar{V}_{sh} - \bar{V}_i}{z_{tr\ sh}} \quad (4.34)$$

$$\bar{I}_{se} = \frac{\bar{V}_{se}}{z_{eq}} \quad (4.35)$$

sendo:

$z_{ij}$  = impedância entre a barra  $i$  e  $j$  sem o UPFC (pu).

$z_{eq}$  =  $z_{tr\ se} + z_{ij}$  = impedância equivalente entre a barra  $i$  e  $j$  com o UPFC (pu).

### UPFC em série com $\pi$ -equivalente

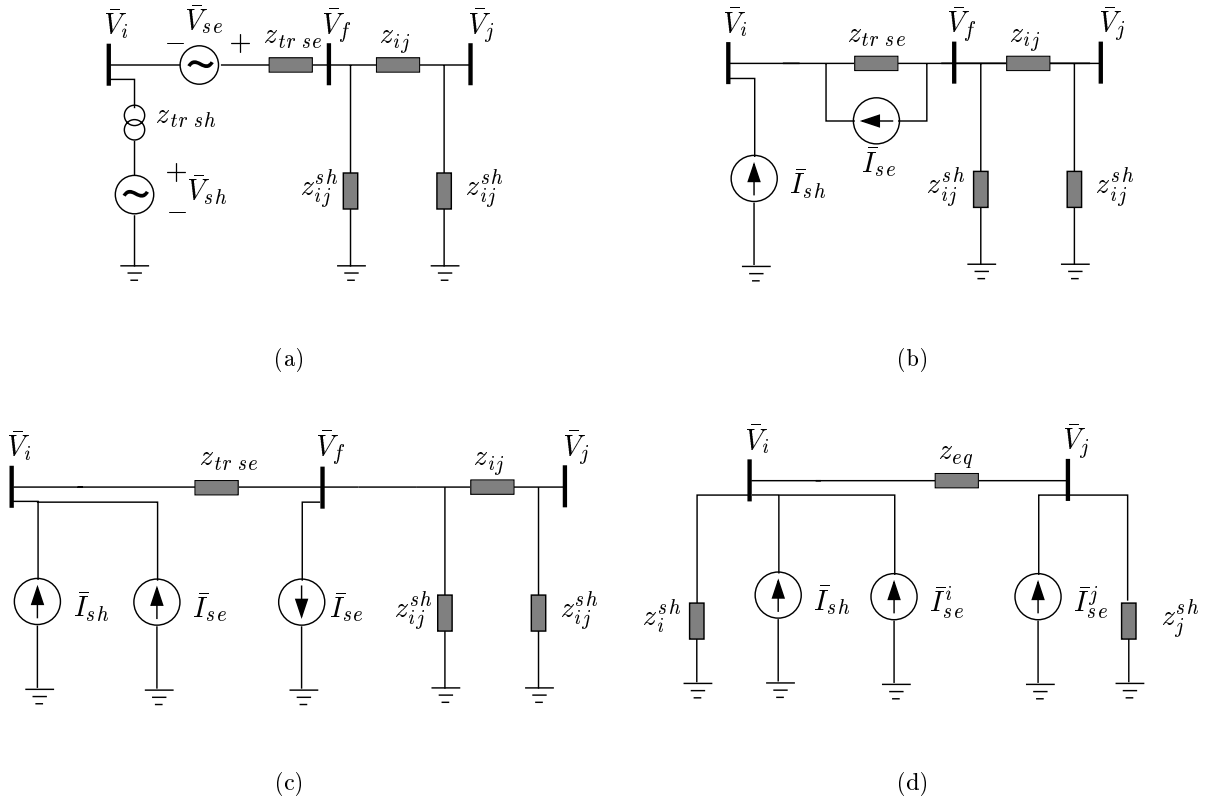


Figura 4.19: Modelo por injeção de corrente do UPFC eliminando a barra fictícia –  $\pi$ -equivalente.

Aplicando uma transformação estrela–triângulo ao circuito da Figura 4.19(c), tem-se:

$$z_{eq} = \frac{z_{tr\ se} \cdot z_{ij}^{sh} + z_{tr\ se} \cdot z_{ij} + z_{ij} \cdot z_{ij}^{sh}}{z_{ij}} \quad (4.36)$$

$$z_i^{sh} = \frac{z_{tr\ se} \cdot z_{ij}^{sh} + z_{tr\ se} \cdot z_{ij} + z_{ij} \cdot z_{ij}^{sh}}{z_{tr}} \quad (4.37)$$

$$z_j^{sh} = \frac{z_{tr\ se} \cdot z_{ij}^{sh} + z_{tr\ se} \cdot z_{ij} + 2 \cdot z_{ij} \cdot z_{ij}^{sh}}{z_{ij}^{sh}} \quad (4.38)$$

Os fasores das correntes injetadas nas barras  $i$  e  $j$  são:

$$\bar{I}_{sh} = \frac{\bar{V}_{sh} - \bar{V}_i}{z_{tr\ sh}} \quad (4.39)$$

$$\bar{I}_{se} = \frac{\bar{V}_{se}}{z_{tr\ se}} \quad (4.40)$$

$$\bar{I}_{se}^i = \bar{I}_{se} - \frac{y_{tr\ se}}{y_{ij} + y_{ij}^{sh} + y_{tr\ se}} \cdot \bar{I}_{se} \quad (4.41)$$

$$\bar{I}_{se}^j = -\frac{y_{ij}}{y_{ij} + y_{ij}^{sh} + y_{tr\ se}} \cdot \bar{I}_{se} \quad (4.42)$$

em que:

- $z_{ij}$  = impedância entre a barra  $i$  e  $j$  sem o UPFC (pu).
- $z_{ij}^{sh}$  = impedância em derivação do circuito  $\pi$ -equivalente entre a barra  $i$  e  $j$  sem o UPFC (pu).
- $z_{eq}$  = impedância série equivalente entre a barra  $i$  e  $j$  com o UPFC (pu).
- $z_j^{sh}$  = impedância em derivação equivalente na barra  $j$  com o UPFC (pu).
- $z_i^{sh}$  = impedância em derivação equivalente na barra  $i$  com o UPFC (pu).
- $y_{tr\ se}$  = admitância do transformador de inserção série (pu).
- $y_{ij}$  = admitância entre a barra  $i$  e  $j$  sem o UPFC (pu).
- $y_{ij}^{sh}$  = admitância em derivação do circuito  $\pi$ -equivalente entre a barra  $i$  e  $j$  sem o SSSC (pu).

## 4.7 Implementação dos modelos de dispositivos FACTS em programas de simulação de estabilidade transitória

Em estudos de estabilidade transitória, uma metodologia de resolução do sistema algébrico-diferencial bastante difundida é o esquema de solução alternado [KUNDUR, 1994; ARRILLAGA e ARNOLD, 1990]. Nesse caso, as equações algébricas,  $g(\mathbf{x}, \mathbf{y}) = 0$ , e as equações diferenciais,  $p\mathbf{y} = f(\mathbf{x}, \mathbf{y})$ , são solucionadas separadamente e combinadas de forma intercalada, como representado simplificada na Figura 4.20. Quando os dispositivos FACTS, sobretudo aqueles que possuem elementos séries, são representados por injeções de correntes há problemas de convergência na etapa de solução do sistema algébrico  $\mathbf{I} = \mathbf{Y}_{bus} \cdot \mathbf{V}$ . Isso ocorre em razão dos pequenos valores das impedâncias dos transformadores de acoplamento, levando a uma grande sensibilidade entre os fasores das correntes injetadas e das tensões [ARABI et al., 2000]. Para transpor esse obstáculo, uma forma empregada é solucionar separadamente as variáveis algébricas dos dispositivos FACTS e da rede de transmissão CA [HUANG et al., 2000; MAK et al., 1999; PADIYAR e RAO, 1999], assim como ocorre na simulação de HVDC. Porém, em casos mais estressados essa alternativa pode não resolver o problema. Em HUANG et al. (2000) e MAK et al. (1999), além de solucionar as variáveis separadamente, efetua-se a redução às barras internas de geração para tornar o sistema mais bem comportado, mas dessa forma perde-se a característica de esparsidade. Já em PADIYAR e RAO (1999), no processo de solução das variáveis algébricas dos FACTS é necessário determinar o equivalente de Thévenin do sistema a partir das barras adjacentes em que o elemento série está conectado.

Em alguns programas de simulação de estabilidade transitória, ao invés de efetuar o processo iterativo completo na solução das variáveis algébricas, faz-se somente uma iteração [STOTT, 1979], sendo que a obtenção dos valores corretos destas variáveis é garantida através da convergência das variáveis diferenciais. Entretanto, na presença de equipamentos FACTS, simplesmente adotar esta solução não garante que as variáveis algébricas dos FACTS e da rede de transmissão CA próxima ao dispositivo converjam corretamente. A forma encontrada neste trabalho para superar este problema é introduzir uma equação diferencial que leva em consideração as principais variáveis algébricas dos

FACTS e da rede CA ao seu redor, ou seja, a equação diferencial de energia. Dessa forma, torna-se possível efetuar apenas uma iteração da solução algébrica e mesmo assim obter os valores corretos das variáveis algébricas dos FACTS e do sistema CA. Outra vantagem desta modelagem é diminuir a quantidade de soluções do sistema de equações  $\mathbf{I} = \mathbf{Y}_{bus} \cdot \mathbf{V}$ , que é a parte de um programa de simulação de estabilidade transitória que impõe o maior custo computacional [KUNDUR, 1994; ARRILLAGA e ARNOLD, 1990; STOTT, 1979].

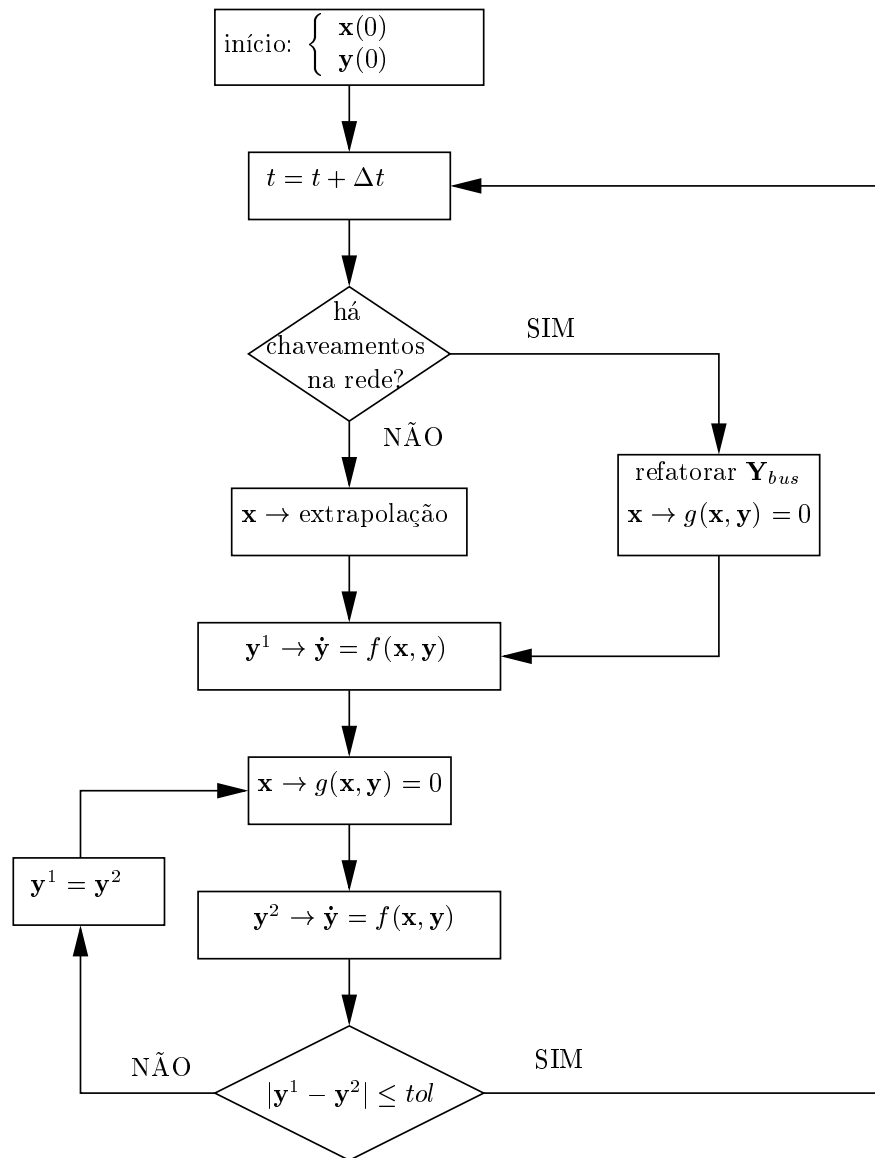


Figura 4.20: Esquema de solução alternado do conjunto algébrico-diferencial.

A seguir, apresenta-se em detalhe o processo de solução considerando um UPFC, que é o dispositivo mais complicado, pois além dos problemas dos valores das impedâncias dos transformadores

de acoplamento há a necessidade de realizar o balanço de energia, já que as variáveis envolvidas no processo de solução são mais intrinsecamente dependentes. No caso analisado, o conversor em derivação é responsável pelo balanço de potência ativa. Além disso, os fasores da tensão e da corrente de cada conversor são divididos em dois componentes, um representando troca de potência ativa e outro troca de potência reativa. O procedimento para outros dispositivos FACTS é semelhante. Ressalta-se que nos instantes em que um equipamento FACTS com elemento série entra ou sai de operação é necessário refatorar a matriz  $\mathbf{Y}_{bus}$  no início do *loop* diferencial.

- 1 faz-se  $t = t + \Delta t$ ;
- 2 soluciona-se o *loop* algébrico ou extrapola-se as variáveis algébricas dependendo se há ou não chaveamentos na rede;
- 3 soluciona-se o conjunto de equações diferenciais do sistema, incluindo as equações de energia referentes aos conversores em derivação e série (4.26 e 4.28), obtendo-se os novos valores das variáveis diferenciais;

$$p\mathbf{y}^{(k+1)} = f(\mathbf{x}^{(k)}, \mathbf{y}^{(k)}) \Rightarrow \mathbf{y}_1^{(k+1)}$$

- 4 determinam-se os componentes da tensão do conversor série, a partir da última solução da rede ( $\mathbf{I} = \mathbf{Y}_{bus} \cdot \mathbf{V}$ ), seguindo algum objetivo de controle, que neste trabalho é modular a corrente do estator de um gerador síncrono para executar o controle vetorial;

$$\bar{V}_{se}^{(k+1)} = (v_{se}^p + j \cdot v_{se}^q)$$

sendo:

$$\underline{/v_{se}^p} = \underline{/\bar{I}_{ij}^{(k)}}$$

$$\underline{/v_{se}^q} = \underline{/\bar{I}_{ij}^{(k)} \pm 90^\circ}$$

- 5 transforma-se o fasor da tensão do conversor série para o sistema síncrono de coordenadas e determina-se o fasor da corrente injetada por esse conversor;

$$\bar{I}_{se}^{(k+1)} = \frac{\bar{V}_{se}^{(k+1)}}{z_{tr\ se}}$$

- 6 determinam-se os componentes do fasor da corrente injetada pelo conversor em derivação, respeitando as equações do balanço de energia;

$$\bar{I}_{sh}^{(k+1)} = (i_{sh}^p + j \cdot i_{sh}^q)$$

sendo:

$$i_{sh}^p = \frac{\Re\{\bar{V}_{se}^{(k+1)} \cdot \bar{I}_{ij}^{*(k)}\}}{|V_i^{(k)}|} \underline{/\bar{V}_i^{(k)}}$$

$$\underline{/i_{sh}^q} = \underline{/\bar{V}_i^{(k)} \pm 90^\circ}$$

7 transforma-se o fasor da corrente injetada pelo conversor em derivação para o sistema síncrono de coordenadas e determina-se o fasor da tensão desse conversor a partir da última solução da rede;

$$\bar{V}_{sh}^{(k+1)} = \bar{V}_i^{(k)} + z_{tr\ sh} \cdot \bar{I}_{sh}^{(k+1)}$$

8 monta-se o vetor injeção de corrente da rede ( $\mathbf{I}$ ), sendo cada componente expresso por;

$$\bar{I}_i = \bar{I}_{gi} - \bar{I}_{ci} + \bar{I}_{upfci}$$

sendo:

$\bar{I}_i$  = i-ésimo componente do vetor  $\mathbf{I}$ .

$\bar{I}_{gi}$  = fasor da corrente injetada na barra  $i$  pelo gerador  $i$  (pu).

$\bar{I}_{ci}$  = fasor da corrente injetada na barra  $i$  pela carga  $i$  (pu).

$\bar{I}_{upfci} = \bar{I}_{se_i} + \bar{I}_{sh_i}$  = fasor da corrente injetada na barra  $i$  pelo UPFC  $i$  (pu).

9 determinam-se as novas tensões do sistema;

$$\mathbf{V}^{(k+1)} = \mathbf{Y}_{bus}^{-1} \cdot \mathbf{I}^{(k+1)}$$

10 calcula-se a potência complexa para o conversor em derivação e série:

$$\begin{aligned} S_{sh}^{(k+1)} &= \bar{V}_i^{(k+1)} \cdot \bar{I}_{sh}^{*(k+1)} \\ S_{se}^{(k+1)} &= \bar{V}_{se}^{(k+1)} \cdot \bar{I}_{ij}^{*(k+1)} \end{aligned}$$

11 soluciona-se novamente o conjunto de equações diferenciais do sistema, usando-se a última atualização das variáveis algébricas:

$$p\mathbf{y}^{(k+1)} = f(\mathbf{x}^{(k+1)}, \mathbf{y}^{(k)}) \Rightarrow \mathbf{y}_2^{(k+1)}$$

12 verifica-se se as variáveis diferenciais convergiram:

$$|\mathbf{y}_2^{(k+1)} - \mathbf{y}_1^{(k+1)}| < tol \begin{cases} \text{sim} & \Rightarrow \text{vá para 13} \\ \text{não} & \Rightarrow \text{faça } \mathbf{y}_1^{(k+1)} = \mathbf{y}_2^{(k+1)} \text{ e volte para 4} \end{cases}$$

13  $t =$  tempo de simulação  $\begin{cases} \text{sim} & \Rightarrow \text{FIM} \\ \text{não} & \Rightarrow \text{volte para 1} \end{cases}$





## Capítulo 5

# Estratégias de Controle para Melhorar a Estabilidade Transitória

O problema da instabilidade transitória em sistemas de energia elétrica resulta do forte desbalanço entre torque mecânico e torque elétrico nos geradores síncronos, fazendo que esses acelerem ou desacelerem. Como visto no Capítulo 3, a aplicação da teoria de controle vetorial de máquinas CA em geradores síncronos permite controlar o torque elétrico de forma rápida e precisa em condições transitórias. Por conseguinte, o controle vetorial de geradores síncronos fornece um método poderoso para minimizar o desbalanço de torque existente nos geradores, através do rápido controle do torque elétrico, após a ocorrência de distúrbios na rede, viabilizando traçar estratégias de controle corretiva *on-line* para melhorar a estabilidade. Para realizar o controle vetorial em geradores síncronos é necessário atuar de forma vetorial nas correntes do estator, sendo que os diversos dispositivos FACTS apresentados no capítulo anterior, se controlados de forma apropriada, podem executar essa tarefa. Assim, neste capítulo apresenta-se as estratégias de controle propostas neste trabalho e os modos como os controladores FACTS atuam para implementá-las.

De forma geral, durante os transitórios provocados por curtos-circuitos trifásicos, as máquinas próximas da falta aceleram e desse modo os algoritmos de controle para melhoria da estabilidade transitória têm por objetivo [CIGRÉ TASK FORCE, 2000; IEEE COMMITTEE REPORT, 1996; PADIYAR, 1996; KUNDUR, 1994; CIGRÉ TASK FORCE, 1988]:

- diminuir a área de aceleração.
- aumentar a área de desaceleração.
- ambos os objetivos anteriores.

Nos casos em que a máquina desacelera durante o transitório, basta inverter os objetivos acima. Por serem pouco comuns, optou-se por desconsiderar esse tipo de situação. Todavia, os algoritmos aqui implementados podem ser alterados facilmente para contemplar tais ocorrências. Embora tenham sido desenvolvidas estratégias de controle em que o objetivo principal é melhorar a estabilidade transitória, isso não impede que benefícios sejam produzidos para estabilidade dinâmica.

Os algoritmos de controle implementados aqui são divididos em duas categorias. Na primeira categoria é fornecido para o controlador vetorial um torque elétrico de referência, determinado com base no critério de igualdade de áreas, e a partir desse valor obtém-se a saída do controlador FACTS que impõe esse torque à máquina usando controle vetorial. Na segunda categoria o controlador vetorial é discreto, *i.e.* com base no desvio de velocidade angular do rotor, verifica-se se o torque elétrico imposto à máquina deve ser maior que o torque mecânico, e usando a posição espacial do fluxo do estator de eixo direto, determina-se qual a saída do dispositivo FACTS para obter um torque elétrico máximo, respeitando-se os limites do controlador. Essas duas estratégias são representadas simplificadaamente, considerando um dispositivo FACTS que usa conversor fonte de tensão, na Figura 5.1.

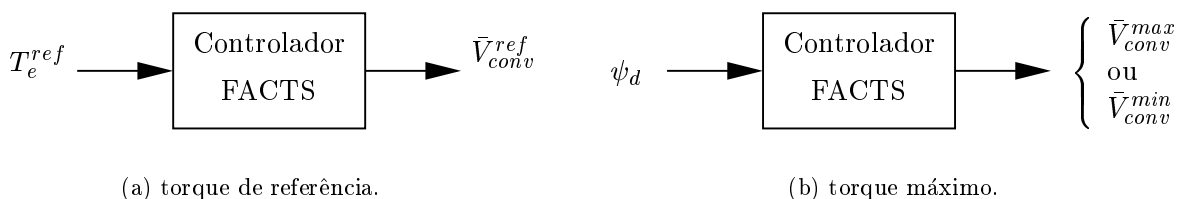


Figura 5.1: Estratégias de controle.

Destaca-se que, em ambas as estratégias, para alterar as áreas de aceleração e de desaceleração emprega-se orientação de campo, ou seja, o total desacoplamento entre torque e fluxo eletromagnéticos ( $i_d = 0$ ), de modo a atuar diretamente nos torques dos geradores síncronos de forma rápida. Para realizar o controle da corrente do estator emprega-se os diversos dispositivos FACTS apresentados no Capítulo 4. Além disso, considera-se que os dispositivos FACTS estão desconectados (*bypassed*) nos instantes em que o controle vetorial não estiver atuando, pois o objetivo é destacar o benefício que o controle vetorial pode trazer para a estabilidade transitória. Entretanto, sabe-se que uma das características dos controladores FACTS é justamente a execução de multitarefas, *e.g.* controle de tensão, controle de fluxos, melhoria da estabilidade transitória, amortecimento de oscilações de potência, etc.

## 5.1 Controle vetorial torque de referência

Esta estratégia de controle baseia-se na idéia de aproveitar a capacidade inerente ao sistema elétrico de absorver a energia injetada pela falta, de tal forma que, quando essa capacidade tender a deteriorar-se, o controle atua, preservando-a. Os passos do algoritmo torque de referência são descritos a seguir:

- 1 detectada uma falta, inicia-se o monitoramento do torque elétrico do gerador;
- 2 se no instante em que o torque elétrico atingir um máximo o desvio de velocidade angular do rotor for maior que um determinado fator ( $f_{at_{\Delta\omega}}$ ), inicia-se o controle vetorial usando como torque de referência o seguinte valor:

$$T_e^{ref} = \min\{T_e^{max}; T_m \cdot GT_{min}\}$$

sendo:

$T_m$  = torque mecânico.

$T_e^{max}$  = valor do torque elétrico no instante de máximo.

$GT_{min}$  = fator de segurança torque mínimo.

$fat_{\Delta\omega}$  = fator desvio de velocidade angular do rotor.

3 o controle vetorial continua atuando até que o desvio de velocidade angular do rotor seja menor que  $fat_{\Delta\omega}$ .

Essa estratégia de controle pode ser visualizada e melhor compreendida considerando-se um sistema máquina síncrona – barra infinita e o critério de igualdade das áreas [KIMBARK, 1948], representado na Figura 5.2. Nessa figura, os ângulos do gerador indicados são:  $\delta_o$  – ângulo inicial (pré-falta);  $\delta_e$  – ângulo no instante de eliminação da falta;  $\delta_{ini_{cv}}$  – ângulo no momento em que o controle vetorial inicia;  $\delta_{max_{cv}}$  – ângulo no momento de encerramento do controle vetorial (é a máxima excursão angular com controle vetorial torque de referência) e  $\delta_{crit}$  – ângulo crítico do sistema. As setas indicam o sentido da trajetória do sistema na primeira oscilação (*first forward-swing*). Sem controle vetorial o sistema é naturalmente instável, *i.e.*  $A2 + A3 < A1$ , ao passo que com controle vetorial o sistema torna-se estável, *i.e.*  $A2 + A4 \approx A1$ . Dessa forma garante-se estabilidade de primeira oscilação. Adicionalmente, verifica-se que, mesmo nos casos em que o sistema é estável sem o controle vetorial, a máxima excursão angular é menor com controle vetorial, portanto amortecendo as oscilações subseqüentes.

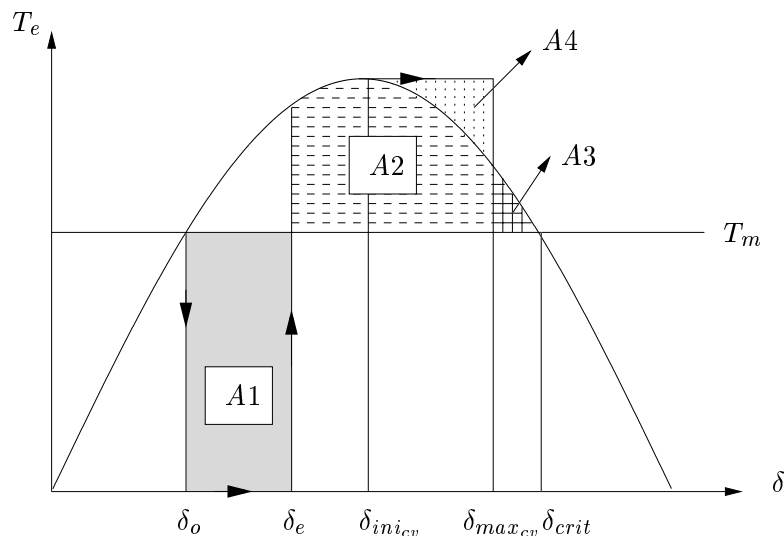


Figura 5.2: Igualdade de áreas – controle vetorial torque de referência.

O fator de segurança torque mínimo ( $GT_{min}$ ) é utilizado para evitar que em situações de maior carregamento dos geradores, *i.e.* nos casos em que a diferença entre o torque elétrico no ponto de máximo e o torque mecânico é pequena, a desaceleração imposta à máquina pela estratégia de controle seja muito pequena, fazendo que o controlador atue por um período muito longo e com risco de não estabilizar o sistema. O valor adotado para esse parâmetro é 1,3 – o qual se mostrou eficaz para todas as simulações realizadas. Já o fator desvio de velocidade angular do rotor ( $f_{at\Delta\omega}$ ) é adotado para impedir que o rotor desacelere demais, provocando instabilidade por *back-swing*. O valor adotado para esse parâmetro varia com a constante de inércia do gerador de 0,01 a 0,001.

### 5.1.1 Exemplo de aplicação da estratégia de controle torque de referência

Nesta seção aplica-se a estratégia de controle torque de referência em um sistema máquina síncrona – barra infinita para verificar, simplificadamente, a sua influência na dinâmica do sistema. Para isso utiliza-se o sistema representado na Figura 5.3, cujos dados foram obtidos em KUNDUR (1994) e são fornecidos no Apêndice A.1. O gerador é representado por um modelo de sexta ordem, *i.e.* quatro enrolamentos no rotor, equipado com excitatriz estática e PSS (*Power System Stabilizer*), cujo modelo e parâmetros também são fornecidos no Apêndice A.1.

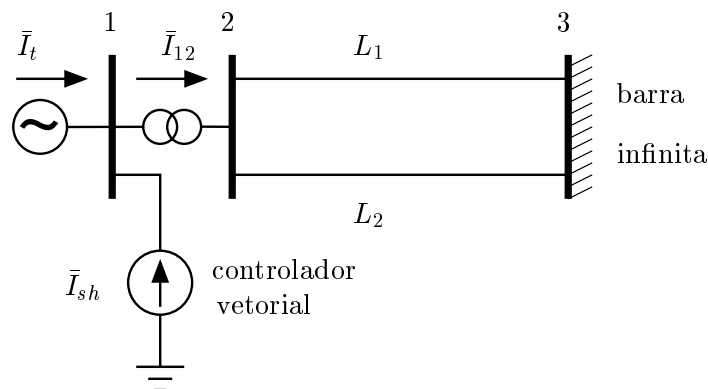


Figura 5.3: Sistema máquina síncrona – barra infinita com controlador vetorial em derivação.

Considera-se como controlador vetorial uma fonte de corrente conectada em derivação na barra terminal do gerador, além disso impõe-se um atraso de 5 ms na entrada em operação e na saída do controlador. Para determinar o fasor da corrente que deve ser fornecida pelo controlador para realizar o controle vetorial, basta aplicar a primeira lei de Kirchhoff à barra terminal do gerador síncrono e empregar a expressão 3.11, obtendo-se:

$$\bar{I}_{sh}^{ref} = \bar{I}_{12} - \bar{I}_t^{ref} = \bar{I}_{12} - j \cdot \left( \frac{T_e^{ref}}{X_{ad} \cdot i_{fd}} \right) \cdot e^{j \cdot (\delta - \pi/2)} \quad (5.1)$$

Convém ressaltar que todas as variáveis necessárias para realizar o controle – corrente de campo, ângulo do rotor e corrente injetada na rede – são disponíveis localmente e mensuráveis, e o único parâmetro do sistema que influencia a lei de controle é a reatância do estator de eixo direto.

Na Figura 5.4 apresenta-se a resposta de ângulo do gerador para um curto-circuito trifásico na barra 2, com eliminação da linha 2 em 100 ms e sem controle vetorial. Como pode ser verificado, o sistema é instável. Na Figura 5.5 têm-se as respostas de ângulo e de torque elétrico do gerador com controle vetorial usando a estratégia de controle torque de referência. Portanto, constata-se que o sistema torna-se estável e amortecido. O tempo inicial e final do controle vetorial são 240 ms e 470 ms, respectivamente, portanto o tempo de atuação do controlador é 230 ms. Na Figura 5.6 são exibidos os planos de fase – ângulo do rotor *versus* desvio de velocidade angular do rotor e ângulo do rotor *versus* torque elétrico. Nessa figura as setas fornecem o sentido da trajetória do sistema e os números indicam:

- 1 – instante de aplicação da falta.
- 2 – instante de eliminação da falta.
- 3 – instante inicial do controle vetorial torque de referência.
- 4 – instante final do controle vetorial torque de referência.

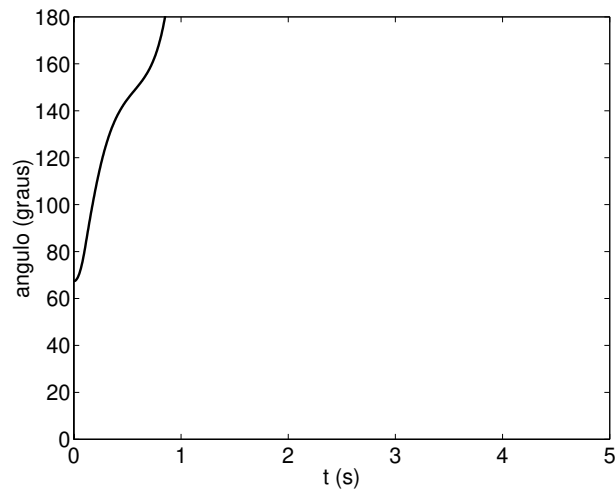


Figura 5.4: Resposta de ângulo do gerador – caso sem controle vetorial.

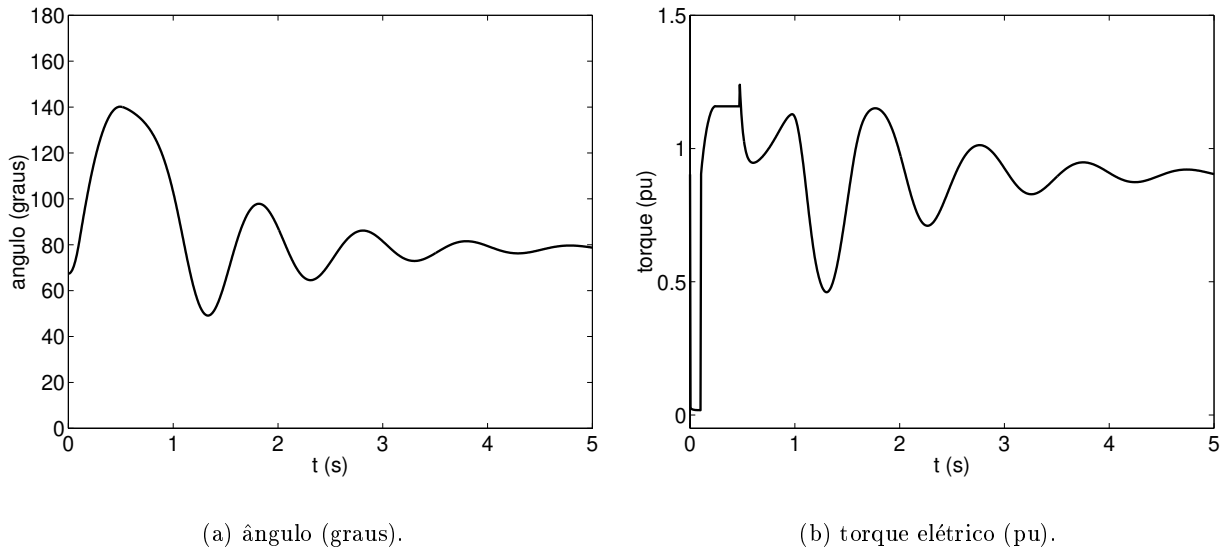


Figura 5.5: Respostas de ângulo e de torque elétrico do gerador – caso com controle vetorial torque de referência.

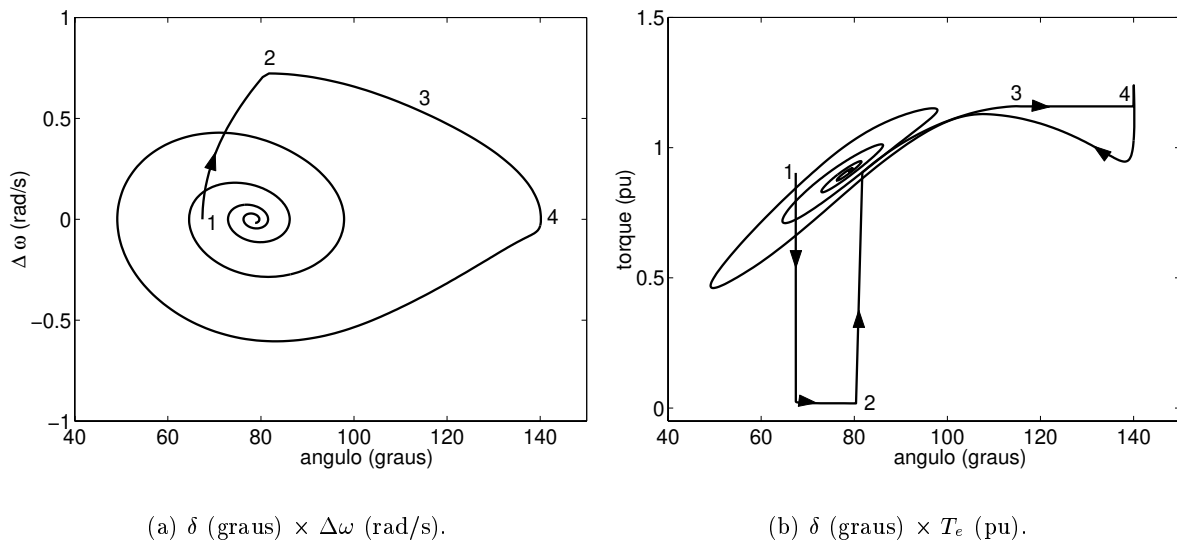


Figura 5.6: Planos de fase – caso com controle vetorial torque de referência.

### 5.1.2 Controle vetorial torque de referência dois estágios

Além de garantir a estabilidade de primeira oscilação é importante também que a estratégia de controle amorteça as oscilações subseqüentes. Isso pode ser teoricamente realizado conforme

segue:

- 1 detectada uma falta, inicia-se o monitoramento do torque elétrico do gerador;
- 2 se no instante em que o torque elétrico atingir um máximo, o desvio de velocidade angular do rotor for maior que um determinado fator ( $fat_{\Delta\omega}$ ), inicia-se o controle vetorial usando como torque de referência o seguinte valor:

$$\begin{aligned} T_e^{ref} &= \min\{T_e^{max}; T_m \cdot GT_{min}\} \\ \delta_{in_{icv}} &= \delta \text{ neste instante} \end{aligned}$$

sendo:

$\delta_{in_{icv}}$  = valor do ângulo do rotor no instante inicial do controle vetorial torque de referência dois estágios.

- 3 quando o desvio de velocidade angular do rotor for menor que  $fat_{\Delta\omega}$ , muda-se o  $T_e^{ref}$  para um valor um pouco maior que o torque mecânico da máquina, *i.e.*:

$$T_e^{ref} = T_m \cdot G_{Tm}$$

sendo:

$G_{Tm}$  = ganho de torque.

- 4 o controle vetorial continua até que o ângulo do rotor seja aproximadamente o mesmo do início do controle vetorial. Assim, objetiva-se garantir o amortecimento, sem o risco de provocar instabilidade por *back-swing*;

$$\delta_{fim_{cv}} = \delta_{in_{icv}} \cdot G_\delta$$

em que:

$G_\delta$  = ganho de ângulo.

Essa estratégia de controle, denominada torque de referência dois estágios, pode ser visualizada na Figura 5.7, na qual está representado o primeiro *back-swing*, ou seja, a trajetória do sistema após o primeiro estágio do controle vetorial ter sido encerrado ( $\Delta\omega \approx 0$ ). Por simplicidade, mas sem perda de generalidade, considera-se que a configuração do sistema pré e pós falta é a mesma.

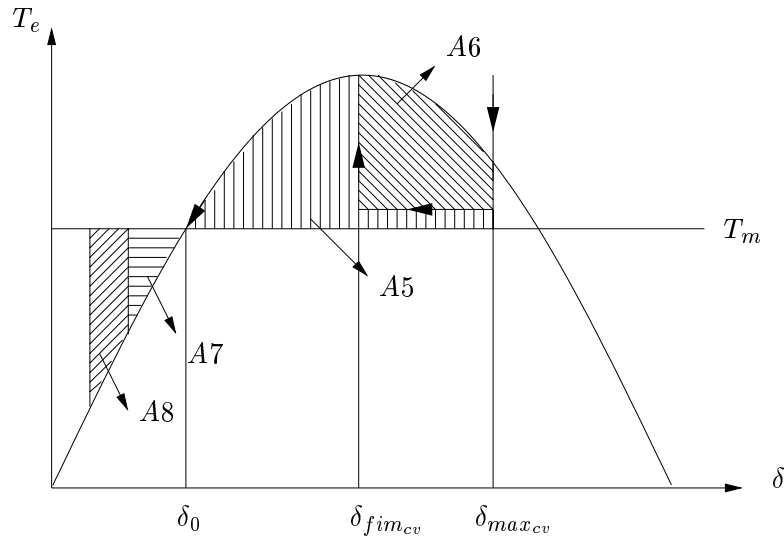


Figura 5.7: Igualdade de áreas – controle vetorial torque de referência dois estágios.

No ponto  $\delta_{max_{cv}}$ , o torque de referência passa a ser ligeiramente maior que o torque mecânico da máquina. Nesse instante, o desvio de velocidade da máquina é igual a zero e o rotor continua a desacelerar, e assim impor um torque elétrico pouco maior que o torque mecânico garante que essa desaceleração seja mais suave. O controle vetorial continua até que o ângulo do rotor seja aproximadamente o mesmo do início do controle vetorial ( $\delta_{fim_{cv}}$ ), pois nesse instante garante-se que a máquina está próxima do novo ponto de operação, o qual não difere muito do ponto pré-falta [FOUAD e VITTAL, 1991; PAI, 1989]. Sem a estratégia com dois estágios, a área de desaceleração seria  $A5 + A6$ , mas como a estratégia proposta diminui esta área, conseqüentemente a próxima área de aceleração, *second forward-swing*, passa a ser apenas A7. Caso essa estratégia não tivesse sido adotada a próxima área de aceleração seria  $A7 + A8$ , acarretando maior oscilação do ângulo do rotor antes de estabilizar.

Outro ponto teoricamente importante é que com o controle dois estágios torna-se mais provável que a máquina fique na região de atração. Na Figura 5.8, na qual está representada a primeira oscilação, *first forward-swing*, se o controle vetorial for encerrado no momento em que o desvio de velocidade for aproximadamente zero, o sistema se tornará instável. Aplicando-se o segundo estágio garante-se que, no final do controle, a máquina encontra-se na região de atração.

Na Figura 5.9, na qual está representado o primeiro *back-swing*, verifica-se que quando o segundo estágio é mantido por um tempo muito prolongado pode ocorrer instabilidade por *back-swing*, pois no próximo *forward-swing* pode não haver área suficiente de desaceleração para contrabalançar a área de aceleração A6. Por isso o critério de parada utilizado baseia-se no ângulo inicial do controle vetorial ( $\delta_{ini_{cv}}$ ).



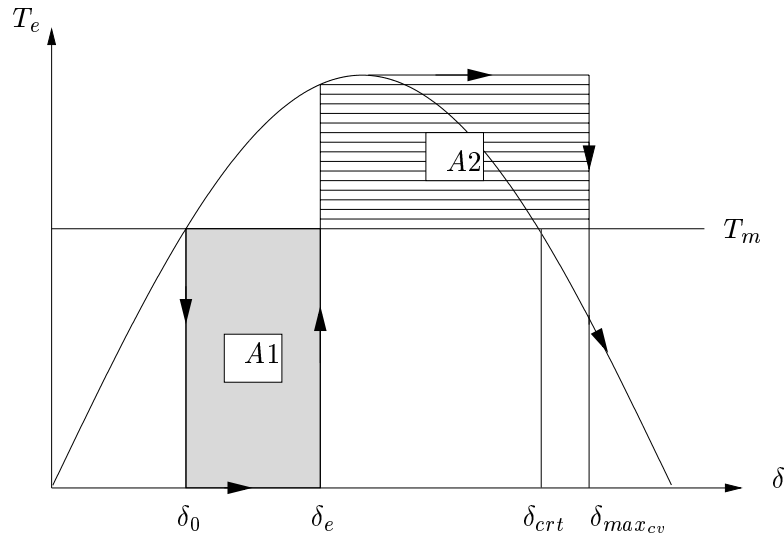


Figura 5.8: Igualdade de áreas – caso instável na primeira oscilação.

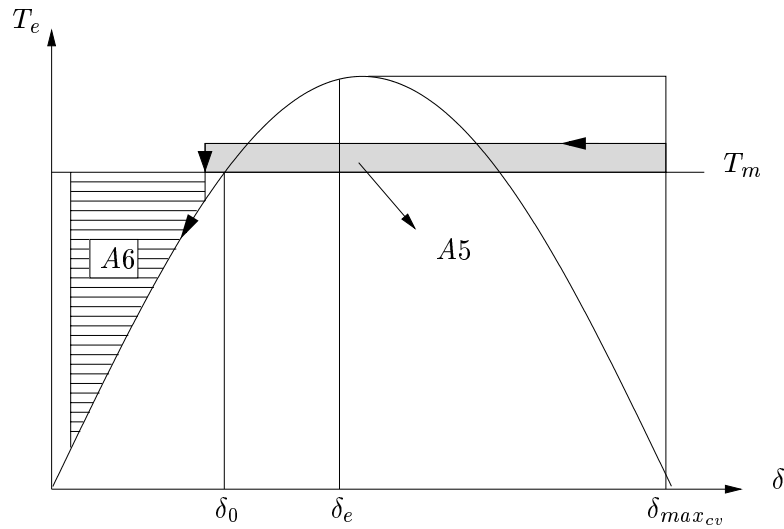


Figura 5.9: Igualdade de áreas – caso instável por *back-swing*.

### 5.1.3 Exemplo de aplicação da estratégia de controle torque de referência dois estágios

A seguir, apresenta-se um exemplo de aplicação da estratégia de controle torque de referência dois estágios. O sistema empregado e a contingência simulada são os mesmos da seção 5.1.1, ou

seja, um caso instável sem controle vetorial. Como pode ser verificado, com base na Figura 5.10, o sistema torna-se estável. Além disso, comparando as Figuras 5.5 e 5.10, observa-se que a introdução do segundo estágio melhora o amortecimento do sistema, apresentando oscilações com menores amplitudes. O valor adotado para  $GT_m$  e  $G_\delta$  é 1,1. Os tempos de início do controle vetorial, início do segundo estágio e término do controle são 240 ms, 470 ms e 760 ms, respectivamente. Portanto, o tempo de atuação do controlador é 520 ms.

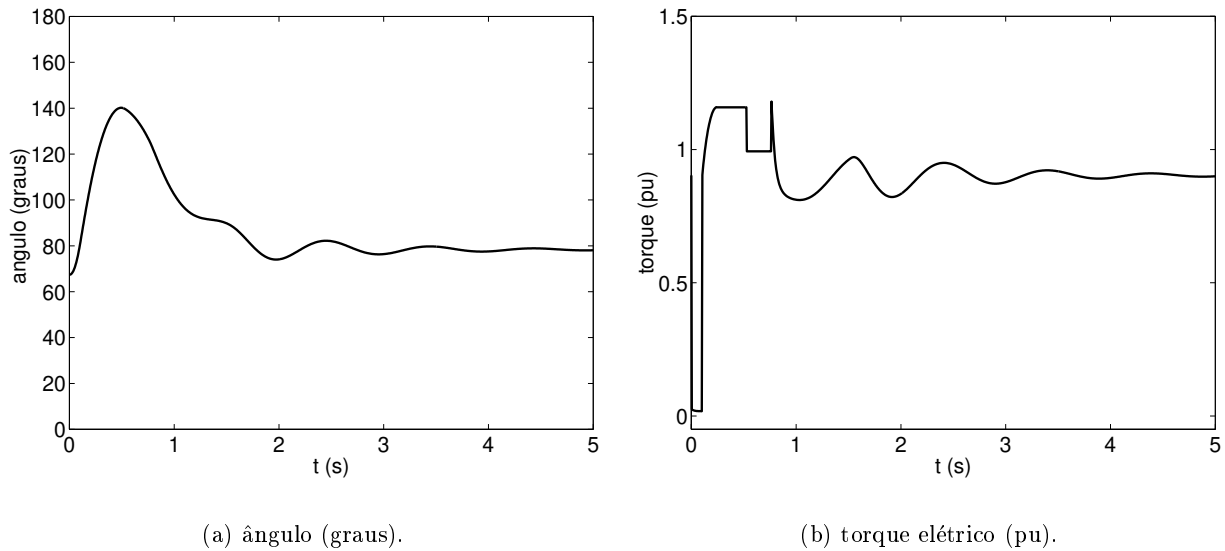


Figura 5.10: Respostas de ângulo e de torque elétrico do gerador – caso com controle vetorial torque de referência dois estágios.

A Figura 5.11 mostra os planos de fase – ângulo do rotor *versus* desvio de velocidade angular do rotor e ângulo do rotor *versus* torque elétrico. Nessa figura, as setas fornecem o sentido da trajetória do sistema e os números indicam:

- 1 – instante de aplicação da falta.
- 2 – instante de eliminação da falta.
- 3 – instante inicial do controle vetorial torque de referência dois estágios.
- 4 – instante inicial do segundo estágio do controle vetorial torque de referência dois estágios.
- 5 – instante final do controle vetorial torque de referência dois estágios.

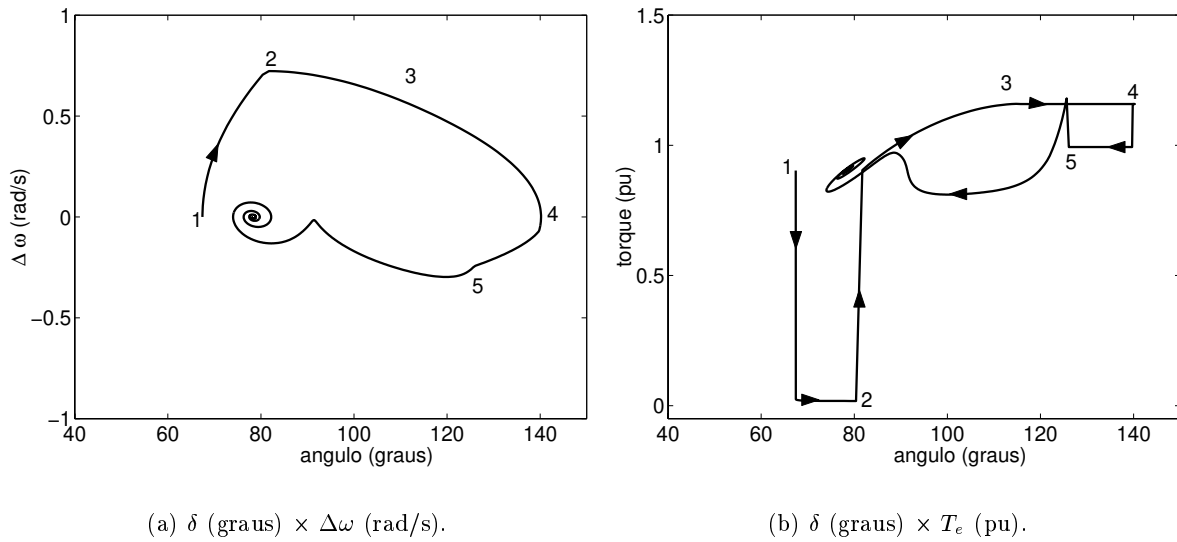


Figura 5.11: Planos de fase – caso com controle vetorial torque de referência dois estágios.

#### 5.1.4 Análise de um caso estável

A seguir apresenta-se um caso em que o sistema uma máquina – barra infinita, representado na Figura 5.3, é estável mesmo sem controle vetorial; a falta é um curto-circuito trifásico na barra 2, eliminado em 90 ms, através do desligamento da linha 2. O objetivo é verificar a influência das estratégias de controle no amortecimento do sistema.

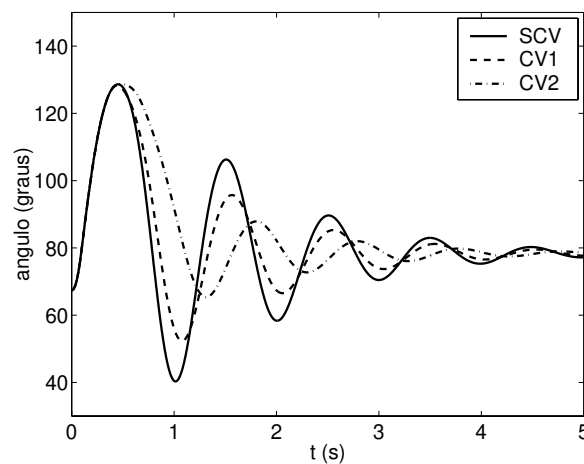


Figura 5.12: Resposta de ângulo do gerador – SCV: sem controle vetorial; CV1: com controle vetorial torque de referência; CV2: com controle vetorial torque de referência dois estágios.

Como pode ser verificado, tanto a estratégia de controle torque de referência quanto a estratégia torque de referência dois estágios melhoram o amortecimento do sistema quando comparadas com a situação sem controle vetorial.

A filosofia de atuar na estabilização de sistemas de energia em dois estágios, usando o critério de igualdade de áreas, é bastante difundida na literatura [SONG e JOHNS, 1999; LIMYINGCHAROEN et al., 1998; MIHALIC et al., 1996; ARNOLD et al., 1981]. Todavia, em todas essas referências os resultados apresentados são para um sistema máquina síncrona – barra infinita. Ao extrapolar essa aplicação para sistemas multimáquinas no presente trabalho, observou-se que o risco de instabilidade provocada por *back-swing* é alto. Testou-se diversas combinações de valores dos parâmetros  $G_\delta$ ,  $G_{Tm}$ ,  $GT_{min}$  e  $fat_{\Delta\omega}$ , e mesmo assim vários casos resultaram em instabilidades por *back-swing*. Portanto, a estratégia de controle torque de referência dois estágios não é utilizada neste trabalho como um método corretivo *on-line* em sistemas multimáquinas por não ser confiável.

## 5.2 Controladores FACTS – torque de referência

Nesta seção desenvolve-se os diversos controladores FACTS para realizar o controle vetorial de geradores síncronos na aplicação da estratégia de controle torque de referência. Em todos os casos considera-se que o controlador está conectado na barra terminal do gerador. Assim, as leis de controle são obtidas aplicando-se a primeira lei de Kirchhoff a essa barra e empregando a expressão 3.11, que fornece a corrente a ser imposta ao estator da máquina para obter o torque desejado. Essa expressão é repetida a seguir por facilidade. É importante verificar que as variáveis necessárias para os controladores FACTS executarem o controle vetorial torque de referência, em todos os casos analisados, são disponíveis localmente e mensuráveis. Além disso, o único parâmetro do sistema que influencia a saída dos controladores é a reatância de eixo direto do gerador. Os controladores considerados são: impedância variável em derivação, STATCOM, SSSC e o UPFC.

$$\bar{I}_t^{ref} = j \cdot \left( \frac{T_e^{ref}}{X_{ad} \cdot i_{fd}} \right) \cdot e^{j \cdot (\delta - \pi/2)} \quad (5.2)$$

### 5.2.1 Impedância variável em derivação

Na Figura 5.13 está representada uma impedância variável por injeção de corrente junto a um gerador que se deseja controlar vetorialmente. Para determinar a estrutura do controlador é necessário aplicar a primeira lei de Kirchhoff à barra  $i$ , obtendo-se:

$$\bar{I}_t - \bar{I}_{ij} - \bar{I}_{sh} = 0 \quad \Rightarrow \quad \bar{I}_{sh}^{ref} = \bar{I}_t^{ref} - \bar{I}_{ij} \quad (5.3)$$

sendo:

- $\bar{I}_t$  = fasor da corrente do gerador a ser controlado vetorialmente (pu).
- $\bar{I}_t^{ref}$  = fasor da corrente a ser imposta ao gerador para obter o torque elétrico desejado (pu).
- $\bar{I}_{ij}$  = fasor da corrente de linha no ramo  $ij$  (pu).
- $\bar{I}_{sh}$  = fasor da corrente retirada da rede pelo dispositivo FACTS em derivação (pu).

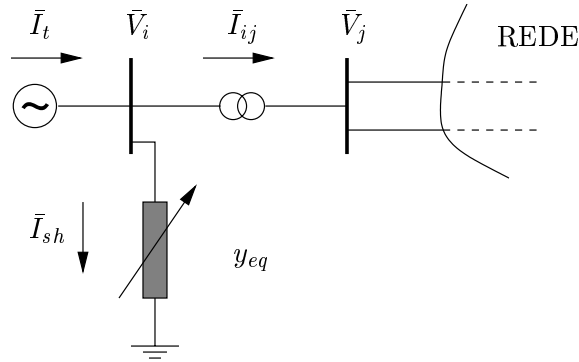


Figura 5.13: Impedância variável em derivação.

Como a variável de controle deve ser a admitância variável equivalente ( $y_{eq}$ ), tem-se:

$$y_{eq}^{ref} = \frac{j \cdot \left( \frac{T_e^{ref}}{X_{ad} \cdot i_{fd}} \right) \cdot e^{j(\delta - \pi/2)} - \bar{I}_{ij}}{\bar{V}_i} \quad (5.4)$$

em que:

$\bar{V}_i$  = fasor da tensão terminal do gerador a ser controlado vetorialmente (pu).

$T_e^{ref}$  = valor do torque elétrico obtido pela estratégia de controle torque de referência (pu).

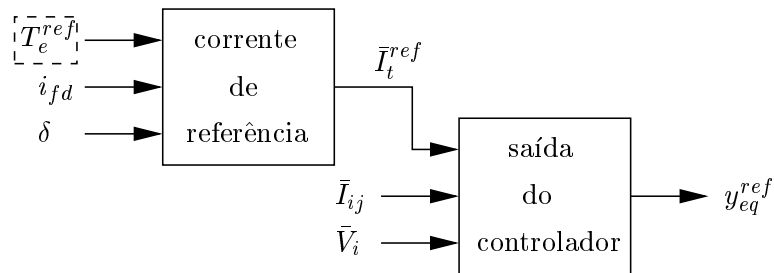


Figura 5.14: Controlador impedância variável equivalente.

### 5.2.2 STATCOM

Na Figura 5.15 está representado um STATCOM por injeção de corrente junto a um gerador que se deseja controlar vetorialmente. Assim, empregando o mesmo procedimento usado no caso da impedância variável em derivação, obtém-se

$$\bar{I}_t - \bar{I}_{ij} + \bar{I}_{sh} = 0 \quad \Rightarrow \quad \bar{I}_{sh}^{ref} = \bar{I}_{ij} - \bar{I}_t^{ref} \quad (5.5)$$

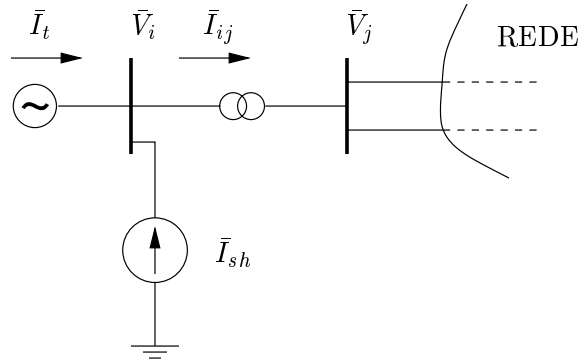


Figura 5.15: STATCOM.

Como a variável de controle deve ser a tensão produzida pelo conversor em derivação, tem-se:

$$\bar{V}_{sh}^{ref} = \bar{V}_i + z_{tr\ sh} \cdot \bar{I}_{sh}^{ref} = \bar{V}_i + z_{tr\ sh} \cdot \left( \bar{I}_{ij} - j \cdot \left( \frac{T_e^{ref}}{X_{ad} \cdot i_{fd}} \right) \cdot e^{j \cdot (\delta - \pi/2)} \right) \quad (5.6)$$

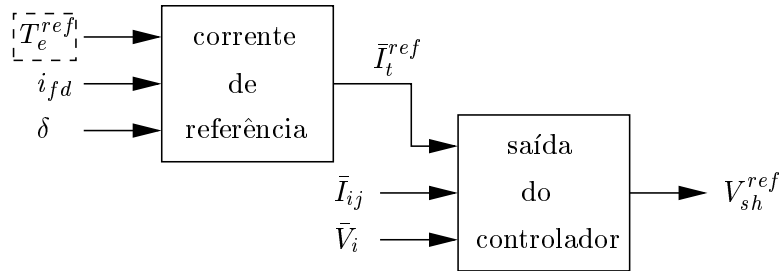


Figura 5.16: Controlador STATCOM.

Pode-se verificar, analisando os modelos representados nas Figuras 5.13 e 5.15 e as expressões 5.3 e 5.5, que a admitância variável em derivação e o STATCOM são representados pelo mesmo modelo e, portanto, influenciam a resposta de torque do gerador síncrono da mesma forma. A diferença é somente o tipo de saída dos controladores, *i.e.* admitância equivalente ou tensão do conversor. Além disso, no caso da admitância variável em derivação não é possível fornecer potência ativa ao sistema. Portanto, doravante será considerado apenas o STATCOM, e nos casos em que houver apenas consumo de potência ativa fica subentendido que pode ser empregado um dispositivo FACTS em derivação utilizando tiristores.

### 5.2.3 SSSC

Na Figura 5.17 apresenta-se um SSSC representado por injeções de corrente junto a um gerador. Adotando-se o mesmo procedimento dos casos anteriores, tem-se:

$$\bar{I}_t - \bar{I}_{ij} + \bar{I}_{se} = 0 \quad \Rightarrow \quad \bar{I}_{se}^{ref} = \bar{I}_{ij} - \bar{I}_t^{ref} \quad (5.7)$$

sendo:

$\bar{I}_{se}$  = fasor da corrente injetada na rede pelo dispositivo FACTS em série (pu).

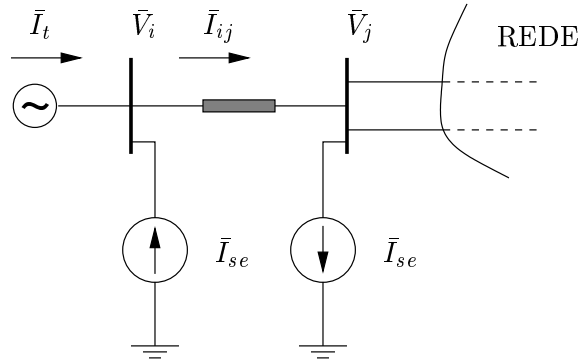


Figura 5.17: SSSC.

Como a variável de controle deve ser a tensão produzida pelo conversor série, tem-se:

$$\bar{V}_{se}^{ref} = z_{tr\ se} \cdot \bar{I}_{se}^{ref} = z_{tr\ se} \cdot \left( \bar{I}_{ij} - j \cdot \left( \frac{T_e^{ref}}{X_{ad} \cdot i_{fd}} \right) \cdot e^{j \cdot (\delta - \pi/2)} \right) \quad (5.8)$$

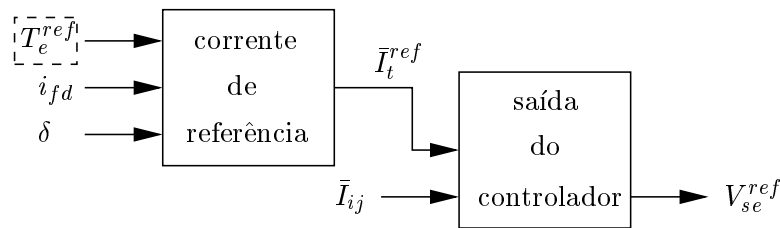


Figura 5.18: Controlador SSSC.

#### 5.2.4 UPFC

No caso de empregar-se um UPFC para realizar o controle vetorial torque de referência há duas possibilidades. Na primeira situação, o conversor série é responsável por executar o controle da corrente do estator do gerador e o conversor em derivação é responsável por efetuar o balanço de energia do dispositivo. Ao passo que na segunda situação as funções dos conversores invertem, ou seja, o conversor série executa o balanço de energia e o conversor em derivação efetua o controle vetorial. Na Figura 5.19 está representado um UPFC por injeções de corrente. Para ambas as

situações citadas anteriormente, aplicando-se a primeira lei de Kirchhoff à barra terminal do gerador, tem-se:

$$\bar{I}_t - \bar{I}_{ij} + \bar{I}_{sh} + \bar{I}_{se} = 0 \quad (5.9)$$

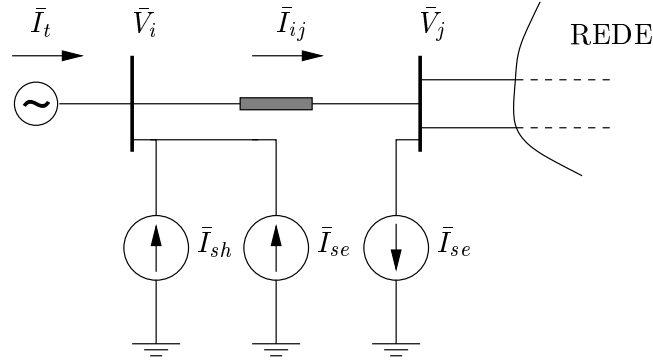


Figura 5.19: UPFC.

**CASO 1:** Conversor série responsável pelo controle vetorial e conversor em derivação responsável pelo balanço de energia:

$$\bar{I}_{se}^{ref} = \bar{I}_{ij} - \bar{I}_t^{ref} - \bar{I}_{sh} \quad (5.10)$$

Como as variáveis de controle devem ser as tensões fornecidas pelos conversores em derivação e série, bem como considerando o balanço de potência ativa, tem-se:

$$\bar{V}_{se}^{ref} = z_{tr\ se} \cdot \bar{I}_{se}^{ref} = z_{tr\ se} \cdot \left( \bar{I}_{ij} - \bar{I}_{sh} - j \cdot \left( \frac{T_e^{ref}}{X_{ad} \cdot i_{fd}} \right) \cdot e^{j \cdot (\delta - \pi/2)} \right) \quad (5.11)$$

$$\bar{V}_{sh}^{ref} = \bar{V}_i + z_{tr\ sh} \cdot i_{sh}^p \quad (5.12)$$

A corrente  $i_{sh}^p$  é obtida a partir das expressões 4.30 e 4.31.



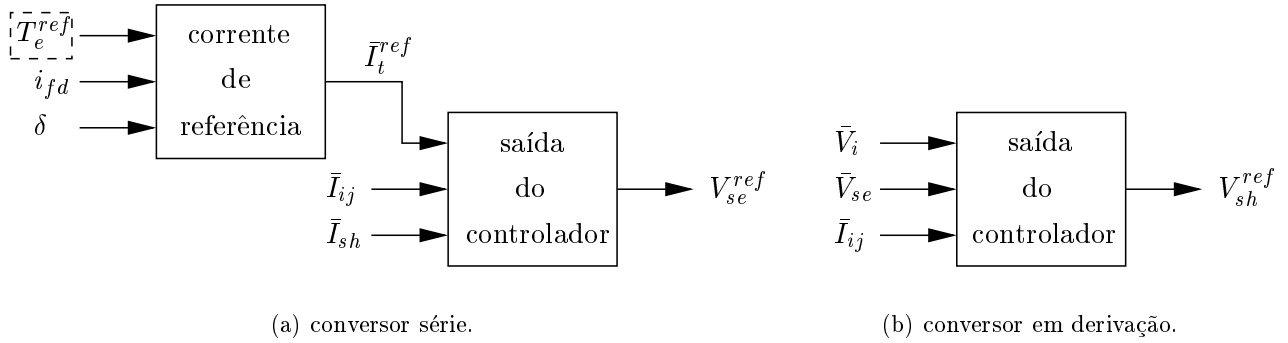


Figura 5.20: Controlador UPFC – Caso 1.

**CASO 2:** Conversor série responsável pelo balanço de energia e conversor em derivação responsável pelo controle vetorial:

$$\bar{I}_{sh}^{ref} = \bar{I}_{ij} - \bar{I}_t^{ref} - \bar{I}_{se} \quad (5.13)$$

Como as variáveis de controle devem ser as tensões fornecidas pelos conversores em derivação e série, bem como considerando o balanço de potência ativa, tem-se:

$$\bar{V}_{sh}^{ref} = \bar{V}_i + z_{tr\ sh} \cdot \bar{I}_{sh}^{ref} = \bar{V}_i + z_{tr\ sh} \cdot \left( \bar{I}_{ij} - \bar{I}_{se} - j \cdot \left( \frac{T_e^{ref}}{X_{ad} \cdot i_{fd}} \right) \cdot e^{j \cdot (\delta - \pi/2)} \right) \quad (5.14)$$

$$\bar{V}_{se}^{ref} = v_{se}^p \quad (5.15)$$

A tensão  $v_{se}^p$  é obtida a partir das expressões 4.32 e 4.33.

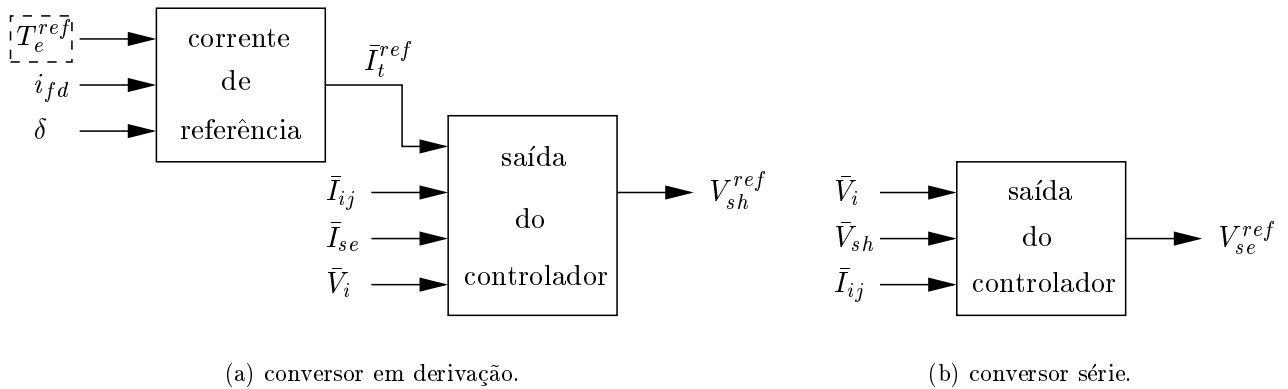


Figura 5.21: Controlador UPFC – Caso 2.

É importante observar que, em ambos os casos, o componente de potência reativa do conversor

responsável pelo balanço de energia não é utilizado, pois deseja-se investigar apenas a contribuição do controle vetorial na dinâmica do sistema.

### 5.3 Controle vetorial torque máximo

Nesta seção apresenta-se a estratégia de controle torque máximo e como os controladores FACTS são usados para implementá-la. Ao contrário da estratégia torque de referência, na estratégia torque máximo o controlador atua logo após a eliminação da falta, pois o objetivo é desacelerar a máquina o mais rápido possível, respeitando os limites do controlador. Assim, o algoritmo desta estratégia é: tão logo a falta é eliminada e sendo o desvio de velocidade angular do rotor ( $\Delta\omega$ ) maior que zero, inicia-se o controle vetorial com o torque elétrico imposto à máquina igual ao máximo torque que é possível controlar, considerando os limites do controlador vetorial. Encerra-se o controle vetorial quando o desvio de velocidade do rotor for menor que um determinado fator ( $fat_{\Delta\omega}$ ) ou o torque máximo que é possível controlar for menor que o torque mecânico do respectivo gerador. Portanto, há dois motivos que levam o controle a ser encerrado. O primeiro critério baseia-se no desvio de velocidade angular do rotor e o segundo critério baseia-se no valor do torque elétrico que o dispositivo FACTS consegue manipular. Este último critério é para evitar que o controle afete de forma adversa a dinâmica da máquina.

#### 5.3.1 Exemplo de aplicação da estratégia de controle torque máximo

Para exemplificar a estratégia de controle torque máximo, considera-se novamente o sistema máquina síncrona – barra infinita apresentado nas seções anteriores. Porém, neste caso os limites da fonte de corrente em derivação, controlador vetorial, são considerados. Esta situação é representada na Figura 5.22.

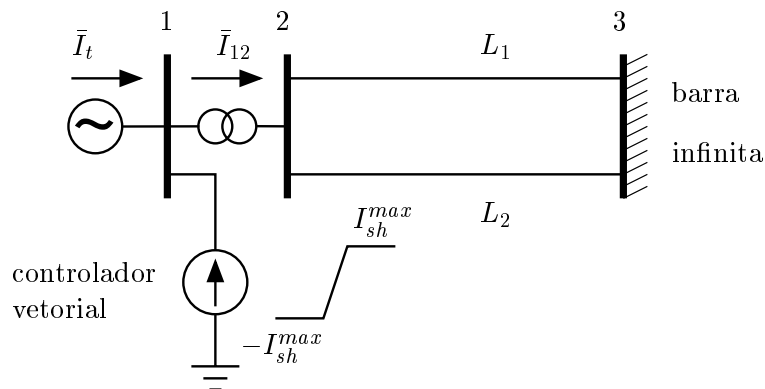


Figura 5.22: Sistema máquina síncrona – barra infinita com controlador vetorial em derivação.

Aplicando-se a primeira lei de Kirchhoff à barra terminal do gerador, obtém-se:

$$\bar{I}_t + \bar{I}_{sh} - \bar{I}_{12} = 0 \quad (5.16)$$

Como mencionado no Capítulo 3, a prioridade do controle é desacoplar a produção de torque e fluxo eletromagnéticos, ou seja, fazer que a corrente do estator de eixo direto se anule. Após esse objetivo ser atingido, determina-se qual a saída do controlador que impõe um torque elétrico máximo ao gerador através da manipulação da corrente do estator de eixo em quadratura. Para fazer isso é necessário obter a posição do fluxo do estator de eixo direto, projetando-se um observador [DAS e CHATTOPADHYAY, 1997]. Assim, escrevendo-se a equação 5.16 no sistema de coordenadas  $\mathbf{dq}$ , tem-se:

$$(i_d + j \cdot i_q) - (i_{12d} + j \cdot i_{12q}) + (i_{shd} + j \cdot i_{shq}) = 0 \quad (5.17)$$

Para realizar o desacoplamento ( $i_d = 0$ ) é necessário fazer:

$$i_{shd} = i_{iq} \quad (5.18)$$

Para obter o torque elétrico máximo emprega-se a expressão 3.9, a qual é repetida a seguir por facilidade, e considera-se o limite do controlador em derivação, conforme segue:

$$T_e = \psi_d \cdot i_q \quad (5.19)$$

$$|\bar{I}_{sh}| = \sqrt{i_{shd}^2 + i_{shq}^2} \leq I_{sh}^{max} \Rightarrow i_{shq}^{max} = \sqrt{|\bar{I}_{sh}^{max}|^2 - i_{shd}^2} \quad (5.20)$$

$$\begin{cases} \text{Se } \psi_d > 0 \Rightarrow i_{shq} = -i_{shq}^{max} \\ \text{Se } \psi_d < 0 \Rightarrow i_{shq} = i_{shq}^{max} \end{cases} \quad (5.21)$$

Na Figura 5.23 apresentam-se as respostas de ângulo e de torque elétrico do gerador com controle vetorial torque máximo, novamente considera-se um atraso de 5 ms na resposta do controlador. Este caso é instável sem controle vetorial, como apresentado nas seções 5.1.1 e 5.1.3. Com controle vetorial constata-se que o sistema torna-se estável e amortecido. Na Figura 5.24 têm-se os planos de fase para este caso. Nesta figura, as setas fornecem o sentido da trajetória do sistema e os pontos 1, 2 e 3 indicam os instantes de aplicação da falta, de eliminação da falta e início do controle vetorial e de término do controle vetorial torque máximo, respectivamente. O tempo de atuação total do controlador é 200 ms.

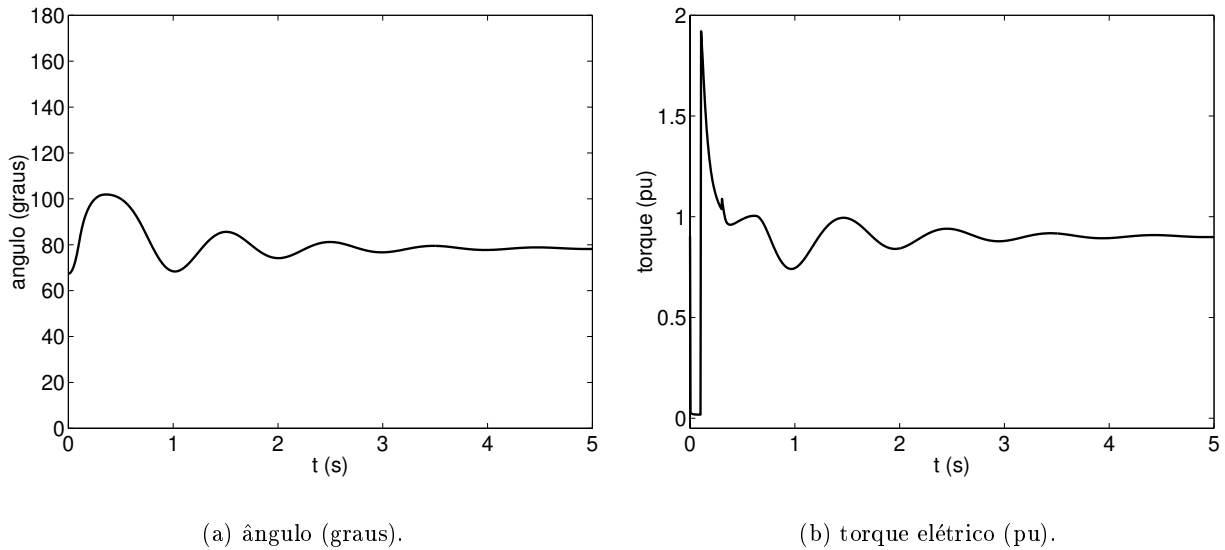


Figura 5.23: Respostas de ângulo e de torque elétrico do gerador – caso com controle vetorial.

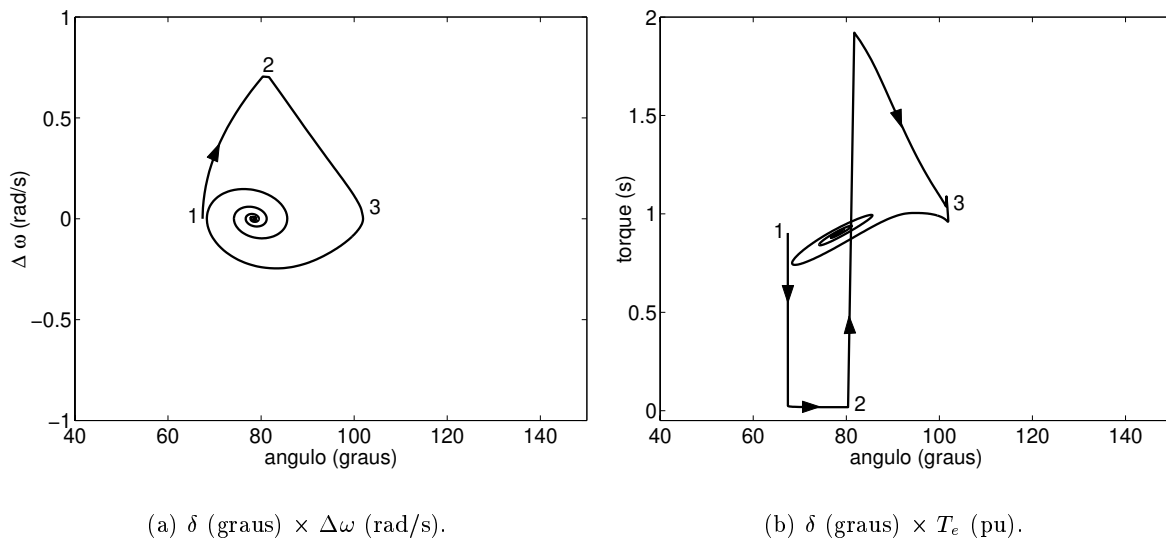


Figura 5.24: Planos de fase – caso com controle vetorial torque máximo.

Na Figura 5.25 apresentam-se as resposta de ângulo para o caso com e sem controle vetorial torque máximo. A contingência simulada é a mesma da seção 5.1.4. Como pode ser observado, o amortecimento do sistema melhora com o controle vetorial, pois a máxima excursão angular na primeira oscilação diminui.

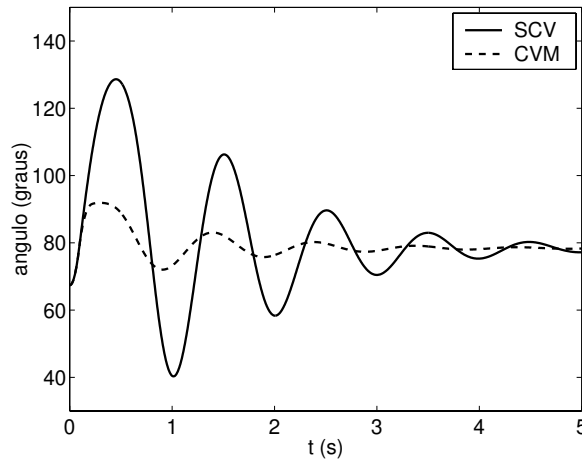


Figura 5.25: Resposta de ângulo do gerador – SCV: sem controle vetorial; CVM: com controle vetorial torque máximo.

### 5.3.2 Limites operacionais dos dispositivos FACTS

A seguir, apresentam-se os limites considerados para cada dispositivo FACTS utilizado neste trabalho.

- STATCOM:

Os principais limites a serem considerados neste caso são a máxima magnitude da tensão gerada pelo conversor em derivação e a máxima corrente que atravessa o conversor:

$$|\bar{V}_{sh}| \leq V_{sh}^{max} \quad (5.22)$$

$$|\bar{I}_{sh}| \leq I_{sh}^{max} \quad (5.23)$$

Sendo essas variáveis dependentes entre si, como pode ser visto pela expressão 4.5, ambas as restrições podem ser representadas, simplificadamente, impondo-se limites à corrente injetada pelo STATCOM [BIAN et al., 1997]. Assim tem-se:

$$|\bar{I}_{sh}| \leq I_{sh}^{max} \quad (5.24)$$

Em geral, os equipamentos FACTS possuem uma certa capacidade de sobrecarga transitória, cujo valor vai diminuindo com o tempo até alcançar o valor de regime permanente. Valores típicos dessa capacidade são 10 vezes para alguns milissegundos, 2 vezes para um segundo e 1,5 vezes para 10 segundos. Portanto, o limite de corrente em função do tempo pode ser representado como na Figura 5.26. Essa curva pode ser representada por um número maior ou menor de segmentos de reta [CIGRÉ TASK FORCE, 1999].

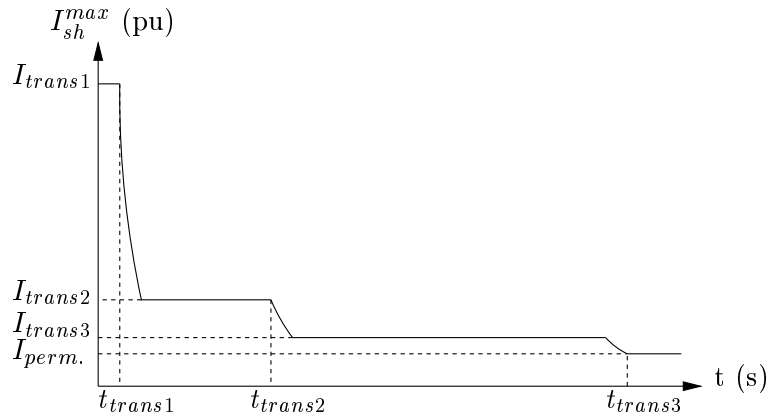


Figura 5.26: Limite de corrente do STATCOM em função do tempo.

na figura acima tem-se:

$I_{trans1}$  = limite transitório de corrente para alguns milissegundos (pu).

$I_{trans2}$  = limite transitório de corrente para 1 segundo (pu).

$I_{trans3}$  = limite transitório de corrente para 10 segundos (pu).

$I_{perm}$  = limite de regime permanente de corrente (pu).

- SSSC:

Os principais limites a serem considerados neste caso são os mesmos do STATCOM [BIAN et al., 1997], *i.e.*:

$$|\bar{V}_{sh}| \leq V_{se}^{max} \quad (5.25)$$

$$|\bar{I}_{ij}| \leq I_{ij}^{max} \quad (5.26)$$

Quando o limite de corrente através do conversor série ( $\bar{I}_{ij}$ ) é atingido, o dispositivo é desconnectado automaticamente pela proteção. No SSSC também existe um valor transitório de limite superior ao de regime permanente. Quanto ao limite de tensão do conversor série, pode-se representá-lo impondo limites às correntes injetadas nas barras adjacentes, obtidas utilizando-se a expressão 4.9. Portanto, tem-se:

$$|\bar{I}_{se}| \leq \left| \frac{\bar{V}_{se}^{max}}{Z_{tr\ se}} \right| = I_{se}^{max} \quad (5.27)$$

- UPFC:

Sendo o UPFC uma combinação entre o STATCOM e o SSSC, os principais limites a serem considerados neste caso são as magnitudes das tensões produzidas por cada conversor e das correntes através de cada um deles, ou seja:

$$|\bar{V}_{se}| \leq V_{se}^{max} \quad (5.28)$$

$$|\bar{V}_{sh}| \leq V_{sh}^{max} \quad (5.29)$$

$$|\bar{I}_{ij}| \leq I_{ij}^{max} \quad (5.30)$$

$$|\bar{I}_{sh}| \leq I_{sh}^{max} \quad (5.31)$$

Fazendo-se as mesmas considerações para o caso do STATCOM e do SSSC, tem-se:

$$|I_{sh}| \leq I_{sh}^{max} \quad (5.32)$$

$$|\bar{I}_{se}| \leq \left| \frac{\bar{V}_{se}^{max}}{z_{tr se}} \right| = I_{se}^{max} \quad (5.33)$$

Na implementação desses limites no UPFC será considerado o limite de corrente do conversor responsável pelo controle vetorial. Quanto ao limite de corrente do conversor responsável pelo balanço de potência ativa será considerado que há reserva suficiente para executar sua função, pois normalmente este conversor é menos exigido.

A Tabela 5.1 resume os limites que serão considerados para cada dispositivo FACTS.

Tabela 5.1: Limites dos FACTS.

Equipamento	Limites
STATCOM	$ \bar{I}_{sh}  \leq I_{sh}^{max}$
SSSC	$ \bar{I}_{se}  \leq I_{se}^{max}$
	$ \bar{I}_{ij}  \leq I_{ij}^{max}$
UPFC	$ \bar{I}_{sh}  \leq I_{sh}^{max}$
	$ \bar{I}_{se}  \leq I_{se}^{max}$
	$ \bar{I}_{ij}  \leq I_{ij}^{max}$

## 5.4 Controladores FACTS – torque máximo

Para aplicação do controle vetorial é mandatório realizar o desacoplamento entre torque e fluxo eletromagnético para obter uma resposta rápida em condições transitórias, *i.e.* impor  $i_d = 0$ , portanto esse será o principal objetivo do controlador vetorial. Após o desacoplamento ter sido efetuado, determina-se qual o máximo torque que pode ser imposto à máquina pelo controlador vetorial externo respeitando seus limites. Isso é feito determinando-se a máxima corrente  $i_q$  que pode ser manipulada para impor este torque.

### 5.4.1 STATCOM

Escrevendo a equação 5.5 nas coordenadas  $\mathbf{dq}$ , tem-se:

$$(i_d + j \cdot i_q) - (i_{ij d} + j \cdot i_{ij q}) + (i_{sh d} + j \cdot i_{sh q}) = 0 \quad (5.34)$$

- desacoplamento ( $i_d = 0$ ):

$$i_{sh d} = i_{ij d} \quad (5.35)$$

- máximo torque:

$$|\bar{I}_{sh}| = \sqrt{i_{sh d}^2 + i_{sh q}^2} \leq I_{sh}^{max} \Rightarrow i_{sh q}^{max} = \sqrt{|\bar{I}_{sh}^{max}|^2 - i_{sh d}^2} \quad (5.36)$$

Assim, tem-se:

$$\begin{cases} \text{Se } \psi_d > 0 \Rightarrow i_{sh q} = -i_{sh q}^{max} \\ \text{Se } \psi_d < 0 \Rightarrow i_{sh q} = i_{sh q}^{max} \end{cases} \quad (5.37)$$

#### 5.4.2 SSSC

Escrevendo a equação 5.7 nas coordenadas  $\mathbf{dq}$ , tem-se:

$$(i_d + j \cdot i_q) - (i_{ij d} + j \cdot i_{ij q}) + (i_{se d} + j \cdot i_{se q}) = 0 \quad (5.38)$$

- desacoplamento ( $i_d = 0$ ):

$$i_{se d} = i_{ij d} \quad (5.39)$$

- máximo torque:

$$|\bar{I}_{se}| = \sqrt{i_{se d}^2 + i_{se q}^2} \leq I_{se}^{max} \Rightarrow i_{se q}^{max} = \sqrt{|\bar{I}_{se}^{max}|^2 - i_{se d}^2} \quad (5.40)$$

Assim, tem-se:

$$\begin{cases} \text{Se } \psi_d > 0 \Rightarrow i_{se q} = -i_{se q}^{max} \\ \text{Se } \psi_d < 0 \Rightarrow i_{se q} = i_{se q}^{max} \end{cases} \quad (5.41)$$

#### 5.4.3 UPFC

Escrevendo a equação 5.9 nas coordenadas  $\mathbf{dq}$ , tem-se:

$$(i_d + j \cdot i_q) - (i_{ij d} + j \cdot i_{ij q}) + (i_{sh d} + j \cdot i_{sh q}) + (i_{se d} + j \cdot i_{se q}) = 0 \quad (5.42)$$

**CASO 1:** Conversor série responsável pelo controle vetorial e conversor em derivação responsável pelo balanço de energia.



- desacoplamento ( $i_d = 0$ ):

$$i_{se\ d} = i_{ij\ d} - i_{sh\ d} \quad (5.43)$$

- máximo torque:

$$|\bar{I}_{se}| = \sqrt{i_{se\ d}^2 + i_{se\ q}^2} \leq I_{se}^{max} \Rightarrow i_{se\ q}^{max} = \sqrt{|\bar{I}_{se}^{max}|^2 - i_{se\ d}^2} \quad (5.44)$$

Assim, tem-se:

$$\begin{cases} \text{Se } \psi_d > 0 \Rightarrow i_{se\ q} = -i_{se\ q}^{max} \\ \text{Se } \psi_d < 0 \Rightarrow i_{se\ q} = i_{se\ q}^{max} \end{cases} \quad (5.45)$$

- balanço de energia

$$\bar{I}_{sh} = \frac{\Re\{\bar{V}_{se} \cdot \bar{I}_{ij}^*\}}{|\bar{V}_i|} / \underline{\bar{V}_i} \quad (5.46)$$

**CASO 2:** Conversor série responsável pelo balanço de energia e conversor em derivação responsável pelo controle vetorial.

- desacoplamento ( $i_d = 0$ ):

$$i_{sh\ d} = i_{ij\ d} - i_{se\ d} \quad (5.47)$$

- máximo torque:

$$|\bar{I}_{sh}| = \sqrt{i_{sh\ d}^2 + i_{sh\ q}^2} \leq I_{sh}^{max} \Rightarrow i_{sh\ q}^{max} = \sqrt{|\bar{I}_{sh}^{max}|^2 - i_{sh\ d}^2} \quad (5.48)$$

Assim, tem-se:

$$\begin{cases} \text{Se } \psi_d > 0 \Rightarrow i_{sh\ q} = -i_{sh\ q}^{max} \\ \text{Se } \psi_d < 0 \Rightarrow i_{sh\ q} = i_{sh\ q}^{max} \end{cases} \quad (5.49)$$

- balanço de energia

$$\bar{V}_{se} = \frac{\Re\{\bar{V}_i \cdot \bar{I}_{ij}^*\}}{|\bar{I}_{ij}|} / \underline{\bar{I}_{ij}} \quad (5.50)$$



## Capítulo 6

# Testes e Resultados

Este capítulo tem como objetivo apresentar e discutir os resultados das simulações no domínio do tempo das estratégias de controle e dos modelos dos dispositivos FACTS propostos. Para isso utiliza-se dois sistemas multimáquinas bastante difundidos na literatura [SAUER e PAI, 1998; PADIYAR, 1996; PAI, 1989; ANDERSON e FOUAD, 1977; BOEING COMPUTER SERVICES, 1977]. As principais características desses dois sistemas são:

- **WSCC3**: o sistema é composto por 3 máquinas, 9 barras e 9 ramos. Os dados foram obtidos em SAUER e PAI (1998) e são fornecidos no Apêndice A.2, assim como o diagrama unifilar. Todas as máquinas são representadas por um modelo de quarta ordem, *i.e.* considera-se dois enrolamentos no rotor – um enrolamento de campo no eixo direto e um enrolamento amortecedor no eixo em quadratura. Além disso, todos os geradores são equipados com reguladores automáticos de tensão compostos por excitatrizes rotativas CC com excitação independente ( $K_E \neq 0$ ). As cargas são representadas por impedâncias constantes e a potência base adotada é 100 MVA.
- **NEW ENGLAND**: o sistema é composto por 10 máquinas, 39 barras e 46 ramos. Os dados foram obtidos em PAI (1989) e são fornecidos no Apêndice A.3, assim como o diagrama unifilar. Todas as máquinas são representadas por um modelo de quarta ordem, *i.e.* considera-se dois enrolamentos no rotor. Além disso, todos os geradores são equipados com reguladores automáticos de tensão compostos por excitatrizes rotativas CC auto-excitadas ou excitadas independentemente, com exceção do gerador 1, cuja excitação é considerada constante. As cargas são representadas por impedâncias constantes e a potência base adotada é 100 MVA.

Todas as contingências simuladas neste trabalho são do tipo curto-circuito trifásico em uma barra com eliminação ou não do ramo. Inicialmente, analisa-se a estratégia de controle torque de referência, para várias contingências, executada pelos diversos dispositivos FACTS – STATCOM, SSSC e UPFC – no sistema WSCC3, pois sendo esse sistema pequeno o julgamento e o entendimento dos resultados é facilitado. Primeiramente, examina-se e discute-se a influência do tipo de controlador na resposta do sistema. Na seqüência, essa estratégia de controle é aplicada ao sistema NEW ENGLAND para verificar seu desempenho em um sistema maior e, conseqüentemente, com mais geradores.

Na segunda parte deste capítulo investiga-se a estratégia de controle torque máximo. Novamente o sistema WSCC3 é analisado primeiro, facilitando o estudo. Então, analisa-se a influência do tipo de controlador usado para implementar essa estratégia de controle no comportamento do sistema. Depois, a análise é estendida ao sistema NEW ENGLAND. Na seqüência, faz-se uma crítica geral das influências e conseqüências das duas estratégias de controle implementadas na dinâmica do sistema. Aproveita-se essa parte do capítulo para demonstrar a importância da equação diferencial de energia no processo de convergência das variáveis dos dispositivos FACTS que empregam elementos séries.

Para facilitar a notação, o STATCOM combinado com um SMES ou com um *braking-resistor* é denominado, neste trabalho, apenas STATCOM, ficando subentendido qual tipo de equipamento é necessário utilizar a partir da resposta de potência ativa. O mesmo procedimento aplica-se ao SSSC. Outro ponto que convém ressaltar é o valor adotado para o parâmetro  $fat_{\Delta\omega}$  que determina o momento de término do controle vetorial, tanto para a estratégia de controle torque de referência quanto para a estratégia de controle torque máximo. No caso do sistema WSCC3, como as constantes de inércia são relativamente pequenas, variam de 3,01 a 23,64 segundos, adota-se  $fat_{\Delta\omega} = 0,01$ . Ao passo que no sistema NEW ENGLAND em razão de as constantes de inércia serem maiores, variam de 24,30 a 42,00 segundos – excetuando-se a máquina 1 que representa o equivalente do resto do sistema e tem uma constante de inércia de 500 segundos – opta-se por utilizar  $fat_{\Delta\omega} = 0,001$ . Ambos os valores empregados mostraram-se adequados para todos os casos simulados. Destaca-se também que se considera um atraso de 5 milissegundos na entrada em operação do controlador vetorial, assim como na saída de operação deste. Além disso, o valor da reatância dos transformadores dos dispositivos FACTS empregados é 0,05 pu.

## 6.1 Controle vetorial torque de referência

### 6.1.1 WSCC3

Nesta seção investiga-se a implementação da estratégia de controle torque de referência apresentada no Capítulo 5, empregando os diversos dispositivos FACTS no sistema WSCC3 – ver Figura 6.1.

#### 6.1.1.1 Caso 1

O primeiro caso a ser analisado tem as seguintes características:

- tipo de contingência: curto-circuito trifásico na barra 7.
- linha eliminada: 7-8.
- tempo crítico sem controle vetorial: 0,120 s.

A Figura 6.2 exibe o gráfico dos ângulos relativos dos geradores para um tempo de eliminação da falta de 150 ms e sem controle vetorial. Analisando essa figura verifica-se que a máquina 2 acelera mais rapidamente que as demais máquinas, fazendo que o sistema se torne instável. Dessa forma, para análise do controle vetorial considera-se que somente o gerador 2 é equipado com um controlador vetorial. Portanto, têm-se quatro casos para estudo: o controlador vetorial sendo

efetuado por um STATCOM, um SSSC, um UPFC com o conversor série responsável pelo controle vetorial e o conversor em derivação responsável pelo balanço de potência ativa, cuja denominação adotada é UPFCSE (SE de série – indicando qual o conversor responsável pelo controle vetorial), ou um UPFC com o conversor série responsável pelo balanço de potência ativa e o conversor em derivação responsável pelo controle vetorial, cuja denominação adotada é UPFCSH (SH de *shunt*).

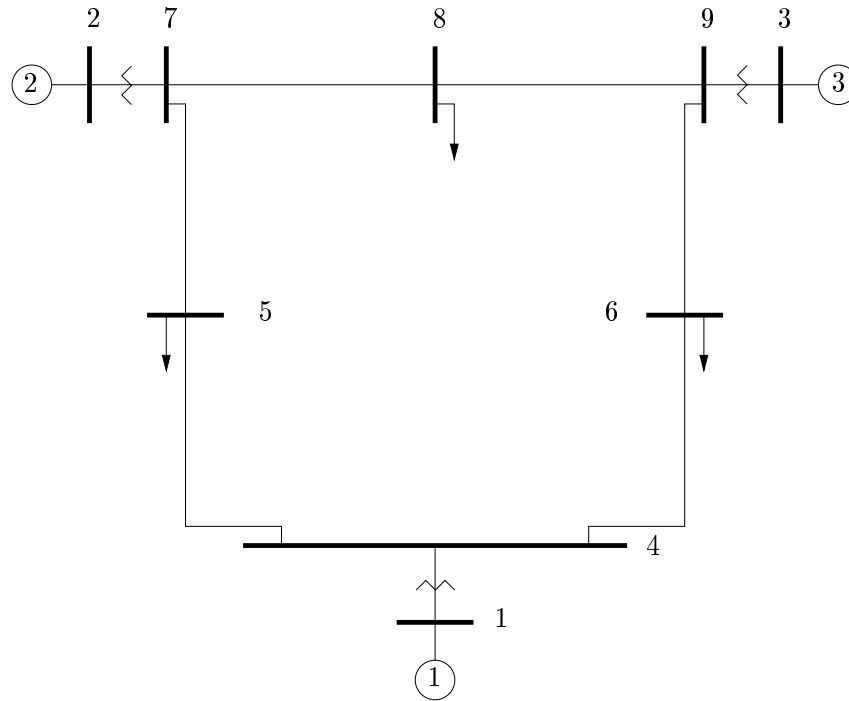


Figura 6.1: Diagrama unifilar do sistema WSCC3.

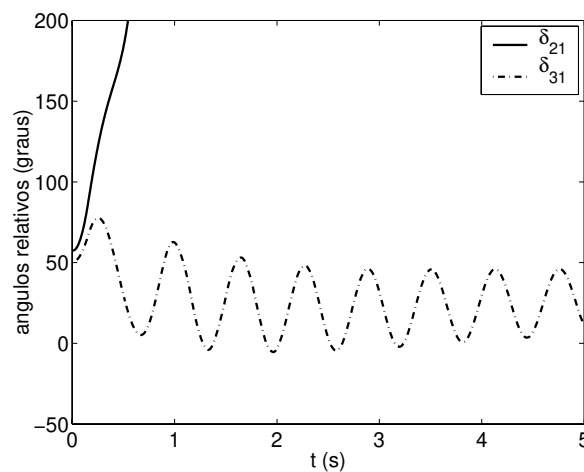


Figura 6.2: Ângulos relativos – sem controle vetorial.

**STATCOM:** As Figuras 6.3 e 6.4 e as Figuras 6.5 e 6.6 mostram as variáveis dos geradores síncronos e do STATCOM, respectivamente, para o controle vetorial torque de referência executado por um STATCOM conectado na barra terminal do gerador 2.

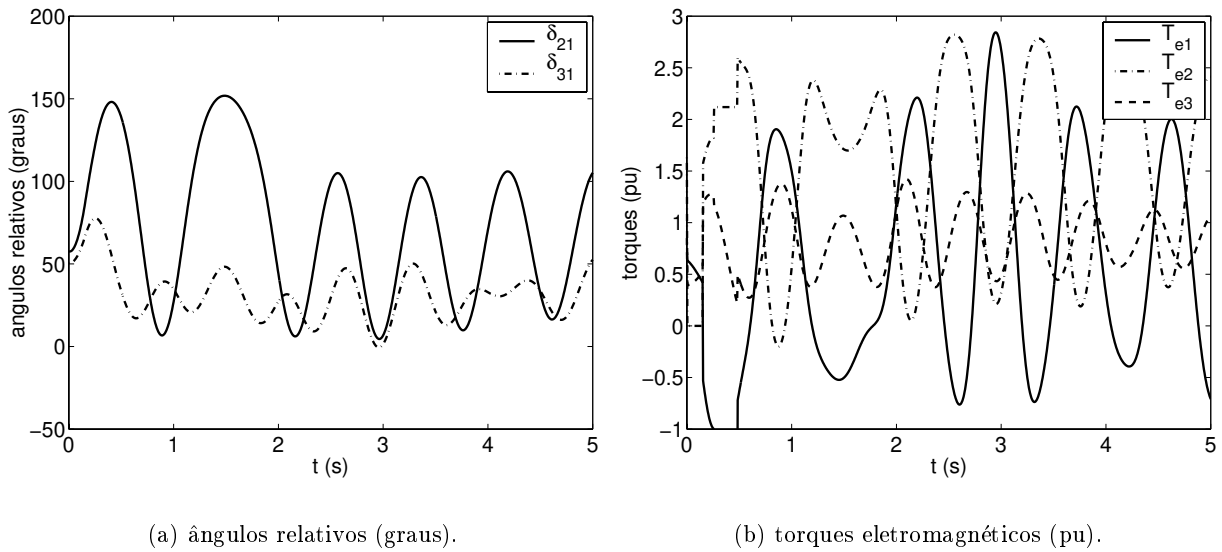


Figura 6.3: Variáveis dos geradores com controle vetorial torque de referência – STATCOM.

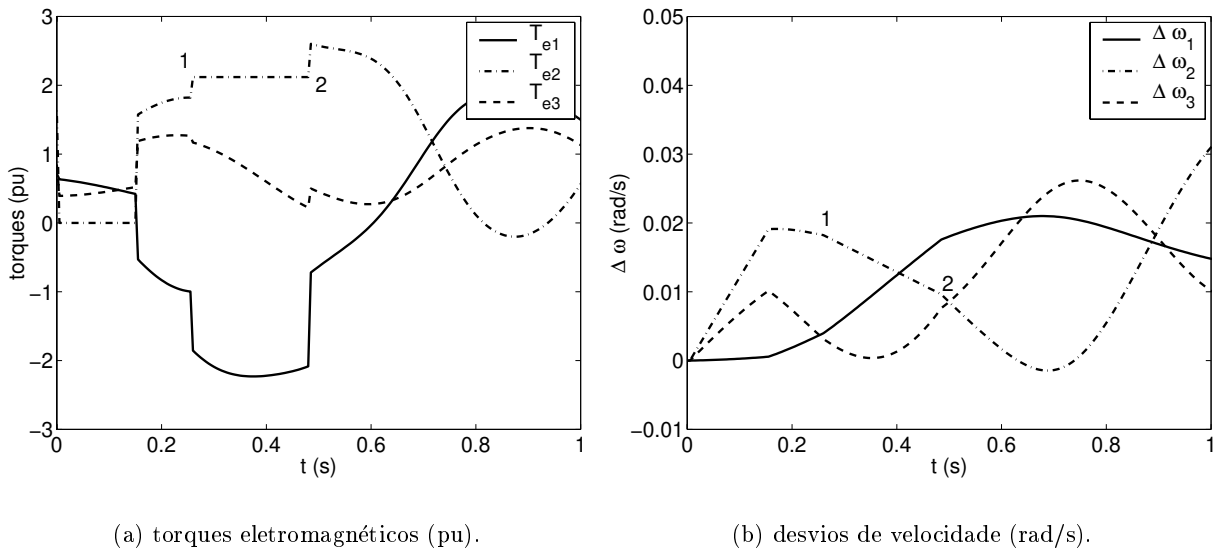
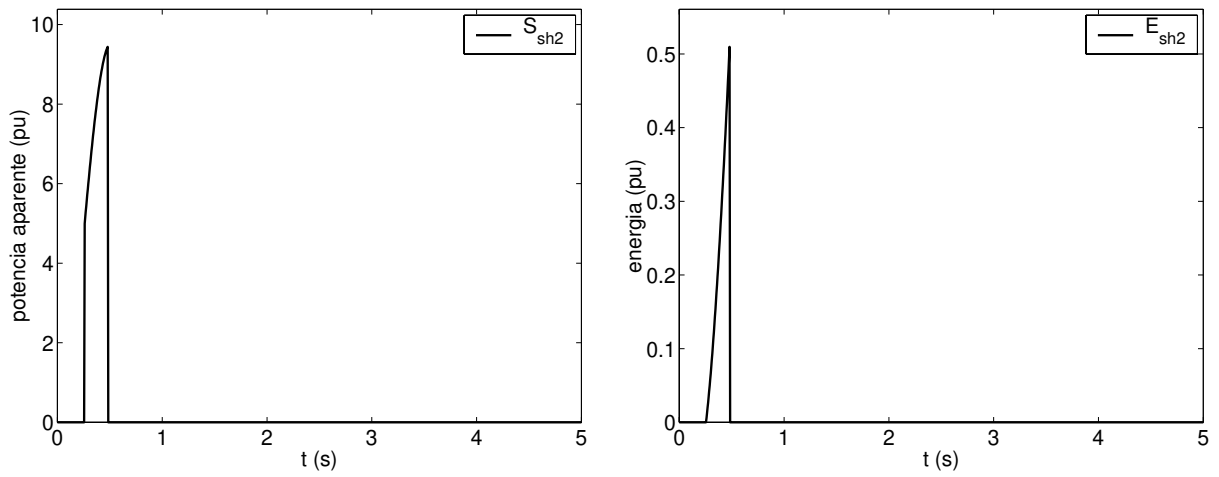


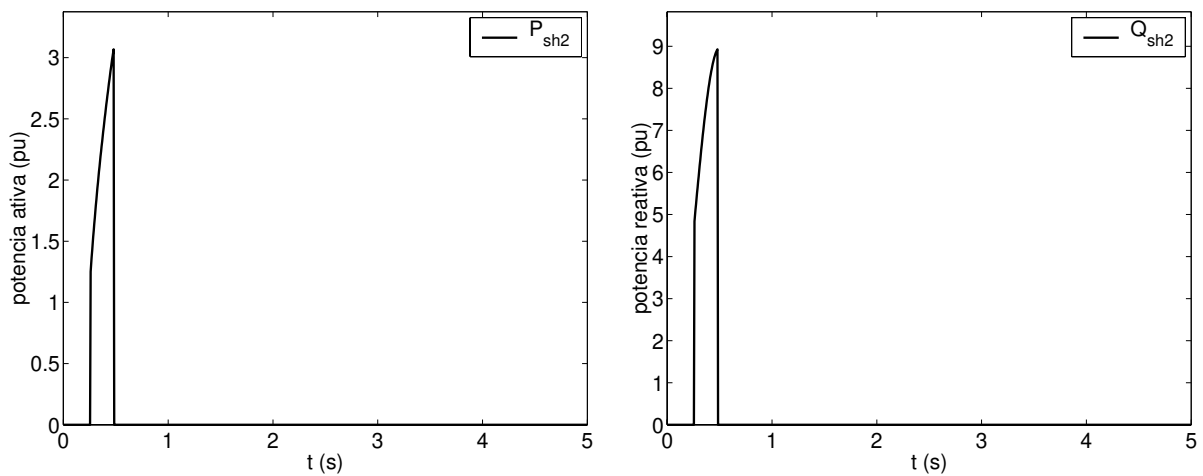
Figura 6.4: Variáveis dos geradores com controle vetorial torque de referência – STATCOM.



(a) potência aparente (pu).

(b) energia trocada com a rede (pu).

Figura 6.5: Variáveis do STATCOM – potência aparente/energia trocada com a rede.



(a) potência ativa (pu).

(b) potência reativa (pu).

Figura 6.6: Variáveis do STATCOM – potência ativa/potência reativa.

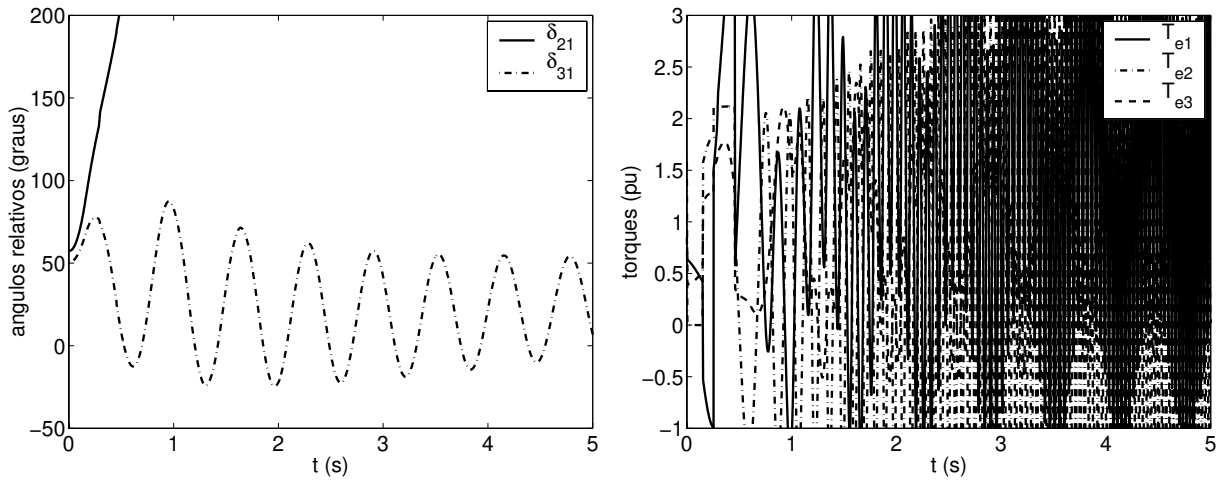
Observa-se que com a aplicação do controle vetorial torque de referência no gerador 2, utilizando um STATCOM, o sistema torna-se estável. Verifica-se também, analisando a curva  $\delta_{31}$ , que o amortecimento entre os geradores 1 e 3 é melhorado, apresentando oscilações com amplitudes menores.

Na Figura 6.4 têm-se as respostas de torque e de desvio de velocidade dos três geradores no intervalo de tempo de 0 a 1 segundo. Os pontos 1 e 2 indicam os instantes de início, 255 ms, e de término do controle vetorial, 480 ms, respectivamente. Observa-se que, durante a execução do controle vetorial, o torque do gerador 2 mantém-se constante no valor de referência, 2,1 pu. Neste caso é necessário aplicar o fator de segurança torque mínimo ( $GT_{min}$ ) para determinar o torque de referência de entrada para o controlador vetorial, pois o valor do torque elétrico do gerador 2 no instante de detecção do ponto de máximo é de apenas 1,8 pu. Logo, se esse fosse o valor adotado para o torque de referência do controlador, a desaceleração imposta seria pequena. Por conseguinte, o controlador teria de atuar por um período de tempo mais longo e com risco de não estabilizar o sistema. Em relação às respostas de torque dos demais geradores, verifica-se que o torque do gerador 1 é bastante influenciado, ao passo que o torque do gerador 3 é pouco afetado. Isso ocorre em razão de o gerador 1 ser a máquina com maior inércia do sistema e, além disso, com a eliminação do ramo 7-8, a máquina 3 fica eletricamente distante do controlador da máquina 2 – ver diagrama unifilar do sistema (Figura 6.1). Porém, como será visto em outros casos, em geral a máquina com maior inércia do sistema é a que responde de forma mais abrupta à variação do controlador vetorial. O torque do gerador 1 diminui drasticamente e o do gerador 3 ligeiramente. Isso pode ser explicado por intermédio da Figura 6.5: como o STATCOM injeta energia na rede (potência ativa positiva) os torques dos geradores 1 e 3 são forçados a diminuir. Conseqüentemente, durante o controle vetorial a desaceleração do gerador 2 aumenta, em decorrência da necessidade de utilizar o fator de segurança torque mínimo ( $GT_{min}$ ), a aceleração do gerador 1 aumenta e a aceleração/desaceleração do gerador 3 permanece praticamente independente do controle vetorial, Figura 6.4(b). Dessa forma, os geradores permanecem em sincronismo.

Analisando as respostas das variáveis do STATCOM, Figuras 6.5 e 6.6, nota-se que o tempo de atuação é bem pequeno, 225 ms, enquanto o valor máximo necessário de potência aparente para o STATCOM controlar a corrente do estator do gerador 2 é elevado, 945 MVA. Todavia, como mencionado na seção 4.2.1, os conversores estáticos de potência empregados em dispositivos FACTS podem ser projetados para ter a capacidade de manipular uma quantidade de potência aparente por um curto período de tempo, capacidade transitória, maior que a sua capacidade de regime permanente. Essa capacidade maior pode variar de 10 vezes para alguns milissegundos até 1,5 vezes para 10 segundos. Dessa forma, para execução do controle vetorial usando um STATCOM não é necessário usar um equipamento com capacidade nominal de 945 MVA. Além disso, através da Figura 6.6 percebe-se que grande parte do valor de MVA pode ser fornecido empregando capacitores chaveados eletronicamente, visto que a resposta da parte reativa do STATCOM é capacitiva. Essas considerações, embora aqui referentes ao STATCOM, são válidas para todos os dispositivos FACTS simulados neste trabalho.

**SSSC:** As Figuras 6.7 e 6.8 e as Figuras 6.9 e 6.10 mostram as variáveis dos geradores síncronos e do SSSC, respectivamente, para o controle vetorial torque de referência realizado por um SSSC localizado entre a barra terminal do gerador 2 e a barra do lado de alta do transformador (ramo 2-7).

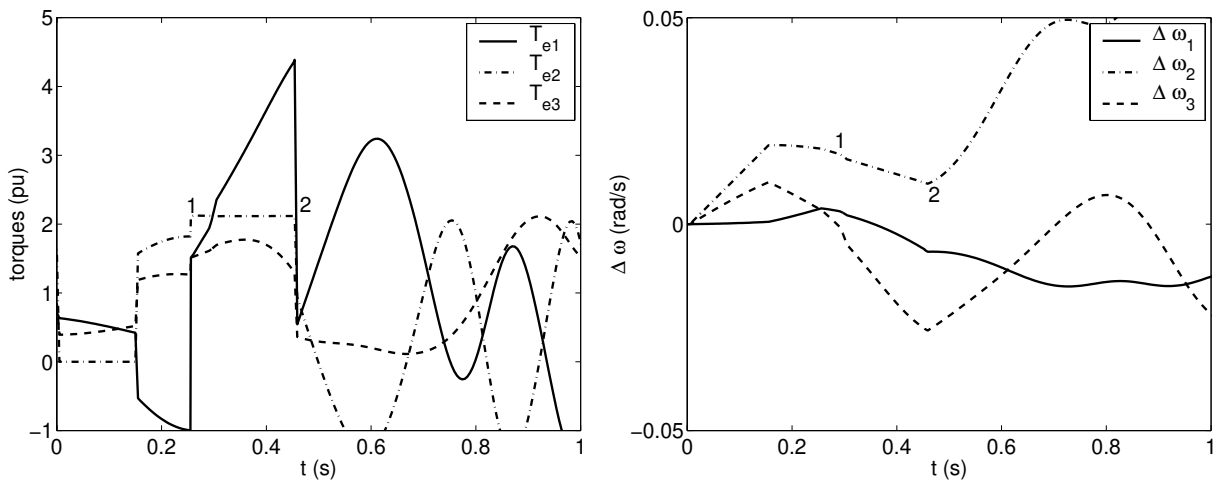




(a) ângulos relativos (graus).

(b) torques eletromagnéticos (pu).

Figura 6.7: Variáveis dos geradores com controle vetorial torque de referência – SSSC.



(a) torques eletromagnéticos (pu).

(b) desvios de velocidade (rad/s).

Figura 6.8: Variáveis dos geradores com controle vetorial torque de referência – SSSC.

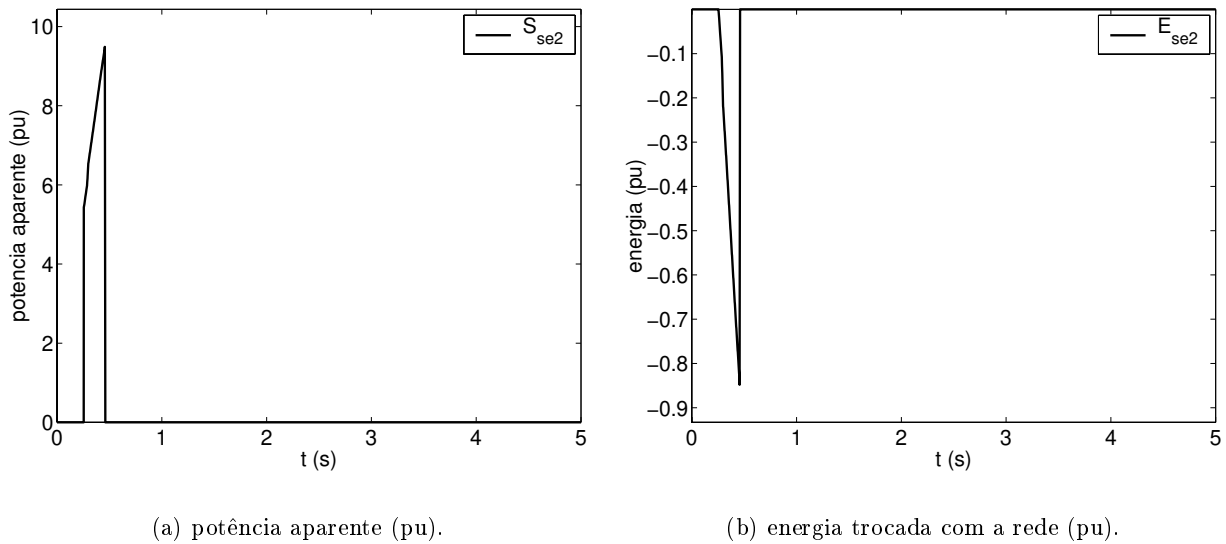


Figura 6.9: Variáveis do SSSC – potência aparente/energia trocada com a rede.

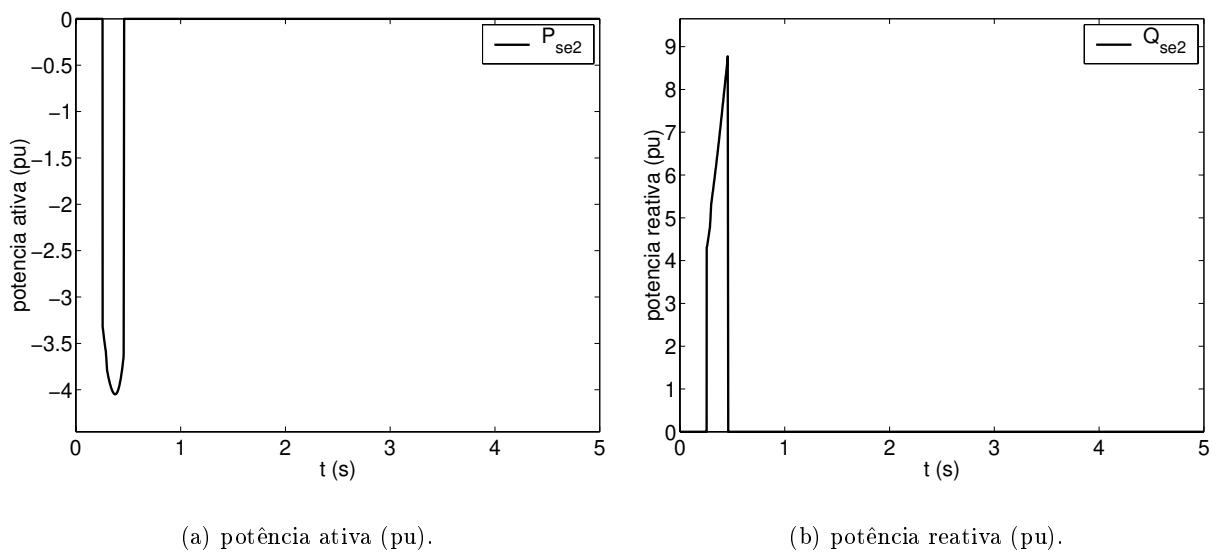


Figura 6.10: Variáveis do SSSC – potência ativa/potência reativa.

Observa-se que com a aplicação do controle vetorial torque de referência no gerador 2, empregando um SSSC, o sistema continua instável, e inclusive o amortecimento entre os geradores 2 e 3 piora, apresentando oscilações com amplitudes maiores. Isso ocorre porque a influência do controlador sobre os torques dos geradores sem controle vetorial afeta de forma adversa a dinâmica

do sistema.

Na Figura 6.8 têm-se as respostas de torque e de desvio de velocidade dos três geradores no intervalo de 0 a 1 segundo. Os pontos 1 e 2 indicam os instantes de início, 255 ms, e de término do controle vetorial, 455 ms, respectivamente. Observa-se que, durante a execução do controle vetorial, o torque do gerador 2 mantém-se constante no valor de referência, 2,1 pu. Nota-se que as respostas de torque dos demais geradores são mais perturbadas pela ação do controlador que no caso do STATCOM. Novamente, percebe-se que o torque do gerador 1 é o mais influenciado, embora o torque da máquina 3 também varie, sendo que ambos aumentam. Isso pode ser explicado analisando a Figura 6.9: como o SSSC absorve energia da rede (potência ativa negativa) os torques dos geradores 1 e 3 são forçados a aumentar. Conseqüentemente, embora durante o controle vetorial a desaceleração do gerador 2 aumente, a desaceleração dos geradores 3 e 1 aumentam ainda mais, notadamente a do gerador 1, Figura 6.8(b). Dessa forma, o sincronismo é perdido.

O valor de pico da potência aparente necessário para o SSSC controlar a corrente do estator do gerador 2 é elevado, 950 MVA, e o tempo de atuação pequeno, 200 ms. A principal diferença em relação ao STATCOM é que no caso do SSSC retira-se energia da rede, ao passo que no caso do STATCOM injeta-se energia nesta, sendo esse um dos motivos pelo qual o dispositivo série não consegue estabilizar o sistema.

**UPFCSE:** As Figuras 6.11 e 6.12 e as Figuras 6.13 a 6.16 mostram as variáveis dos geradores síncronos e do UPFC, respectivamente, para o controle vetorial torque de referência efetuado por um UPFCSE, cujo conversor em derivação está conectado na barra terminal do gerador 2 e o conversor série está conectado no ramo 2-7.

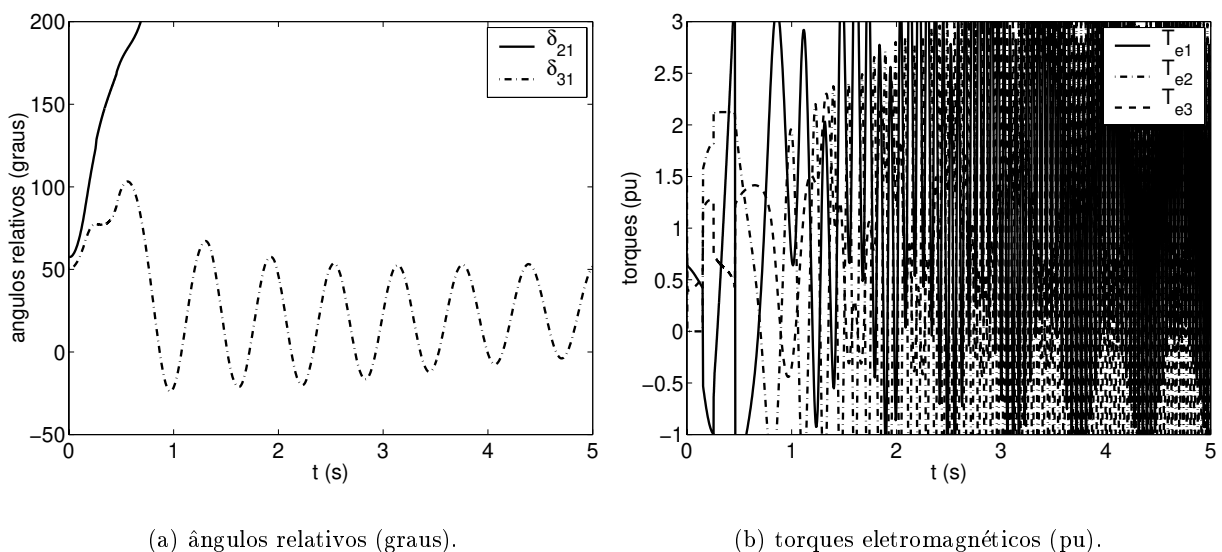


Figura 6.11: Variáveis dos geradores com controle vetorial torque de referência – UPFCSE.

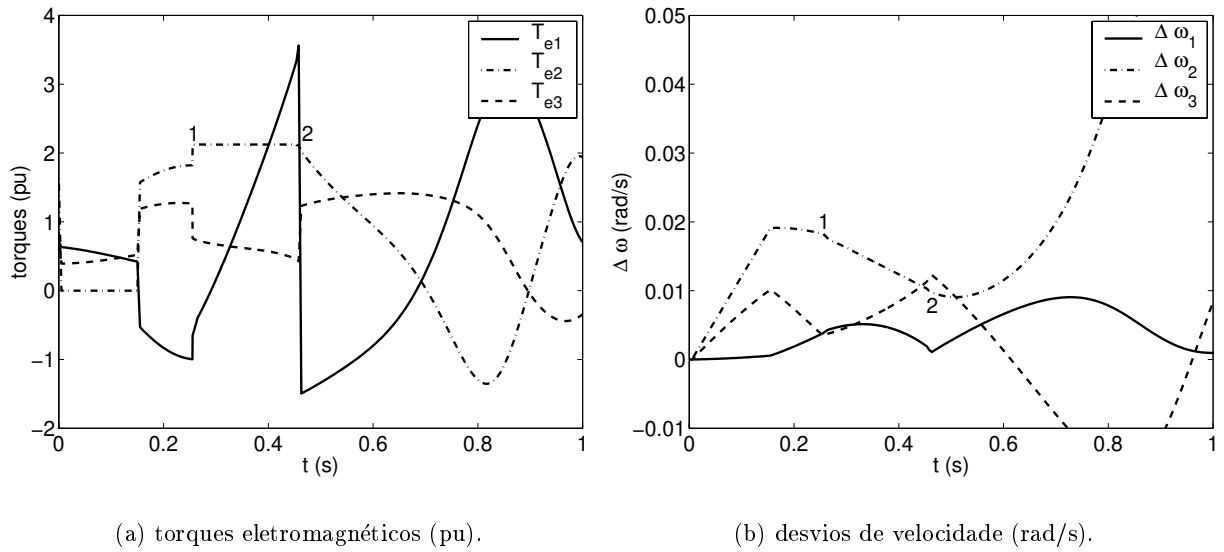


Figura 6.12: Variáveis dos geradores com controle vetorial torque de referência – UPFCSE.

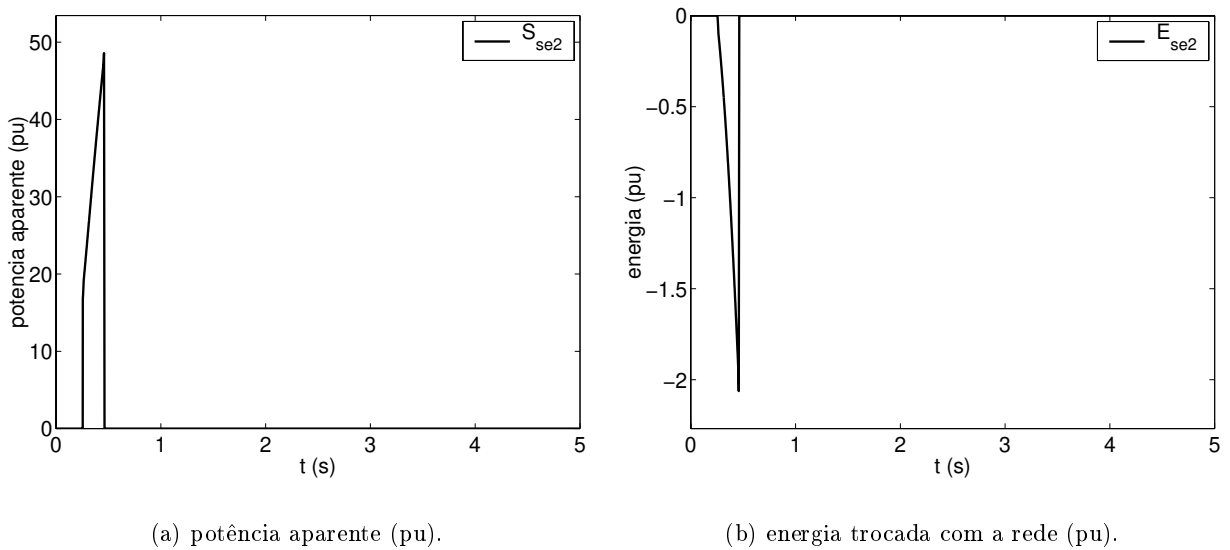
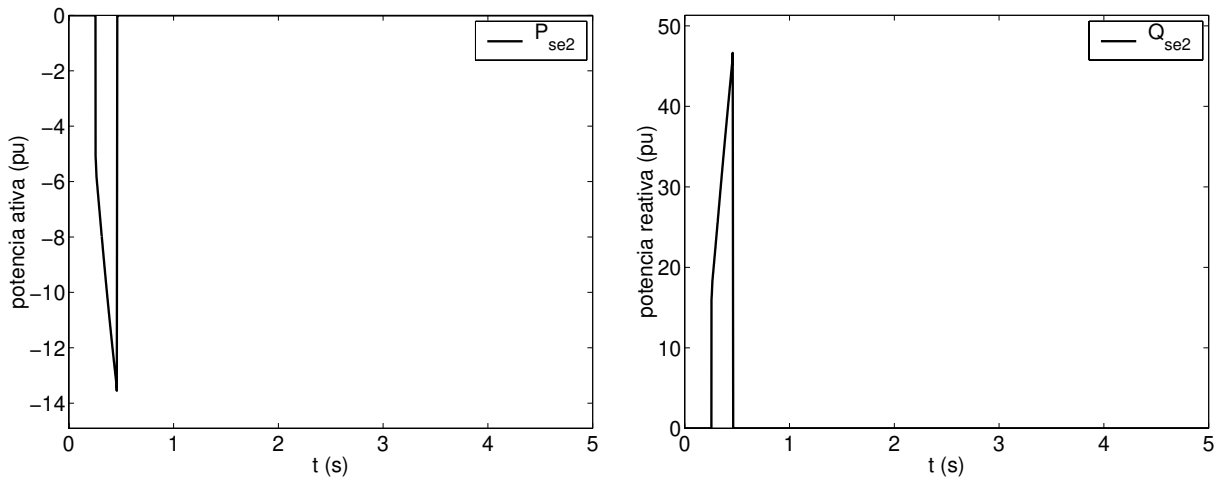


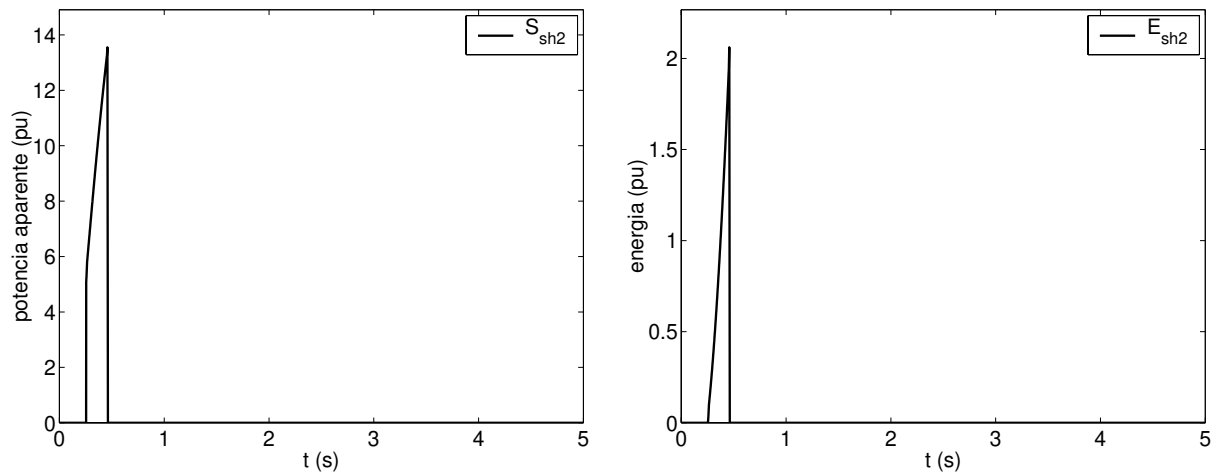
Figura 6.13: Variáveis do conversor série do UPFCSE – potência aparente/energia trocada com a rede.



(a) potência ativa (pu).

(b) potência reativa (pu).

Figura 6.14: Variáveis do conversor série do UPFCSE – potência ativa/potência reativa.



(a) potência aparente (pu).

(b) energia trocada com a rede (pu).

Figura 6.15: Variáveis do conversor em derivação do UPFCSE – potência aparente/energia trocada com a rede.

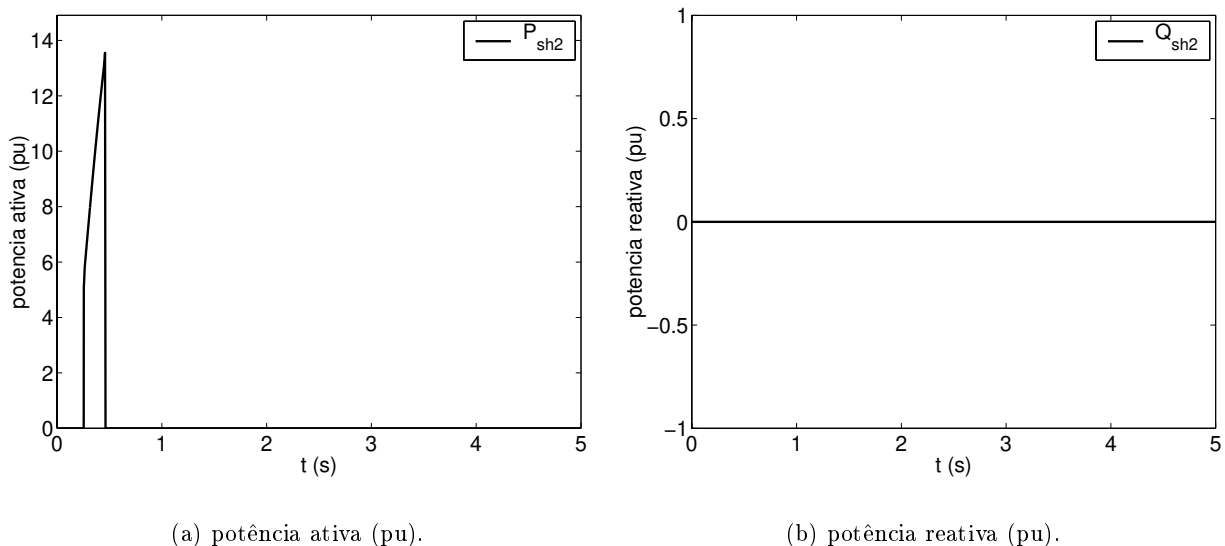


Figura 6.16: Variáveis do conversor em derivação do UPFCSE – potência ativa/potência reativa.

Observa-se que, mesmo com a aplicação do controle vetorial torque de referência no gerador 2 através de um UPFCSE, o sistema continua instável e o amortecimento entre os geradores 2 e 3 piora. A razão é semelhante ao caso do SSSC.

Na Figura 6.12 têm-se as respostas de torque e de desvio de velocidade dos três geradores no intervalo de 0 a 1 segundo. Os pontos 1 e 2 indicam os instantes de início, 255 ms, e de término do controle vetorial, 455 ms, respectivamente. Observa-se que, durante a execução do controle vetorial, o torque do gerador 2 mantém-se constante no valor de referência, 2,1 pu, enquanto as saídas de torque dos demais geradores variam bastante, mais que no caso do STATCOM. Entretanto, como o UPFC não injeta ou retira energia da rede, mas sim redireciona os fluxos de potência, verifica-se que as variações de torque dos demais geradores, 1 e 3, são relativamente complementares, *i.e.* o torque do gerador 1 aumenta enquanto o torque do gerador 3 diminui.

Os valores máximos de potência aparente necessários para o UPFCSE controlar a corrente do gerador 2 são mais elevados que nos casos anteriores, 4860 MVA para o conversor série e 1350 MVA para o conversor em derivação. Nota-se que o conversor responsável por executar o controle vetorial é mais solicitado que o conversor responsável por realizar o balanço de potência ativa. O tempo de atuação do controlador é 200 ms.

**UPFCSH:** As Figuras 6.17 e 6.18 e as Figuras 6.19 a 6.22 mostram as variáveis dos geradores síncronos e do UPFC, respectivamente, para o controle vetorial torque de referência executado por um UPFCSH, cujo conversor em derivação está conectado na barra terminal do gerador 2 e o conversor série está conectado no ramo 2-7.

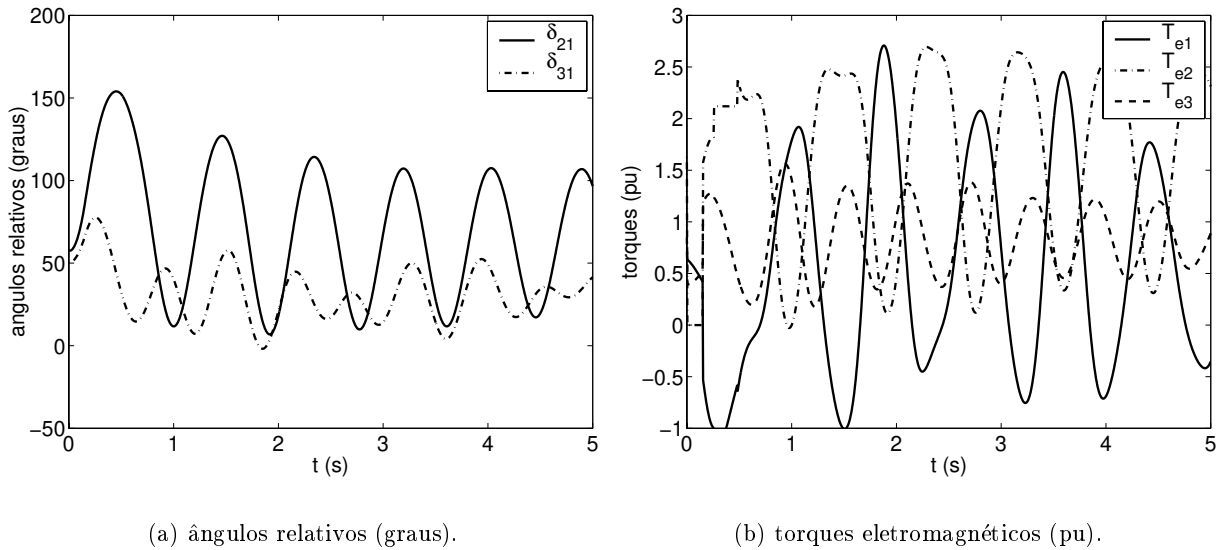


Figura 6.17: Variáveis dos geradores com controle vetorial torque de referência – UPFCSH.

Observa-se que a aplicação do controle vetorial torque de referência no gerador 2, usando o UPFCSH, torna o sistema estável. Verifica-se, analisando a curva  $\delta_{31}$ , que o amortecimento geral do sistema melhora. Nota-se também que as respostas de torque dos geradores sem controle vetorial são menos influenciadas durante a atuação do controlador que nos casos anteriores – STATCOM, SSSC e UPFCSE, sendo esse o principal motivo dessa implementação ter estabilizado o sistema.

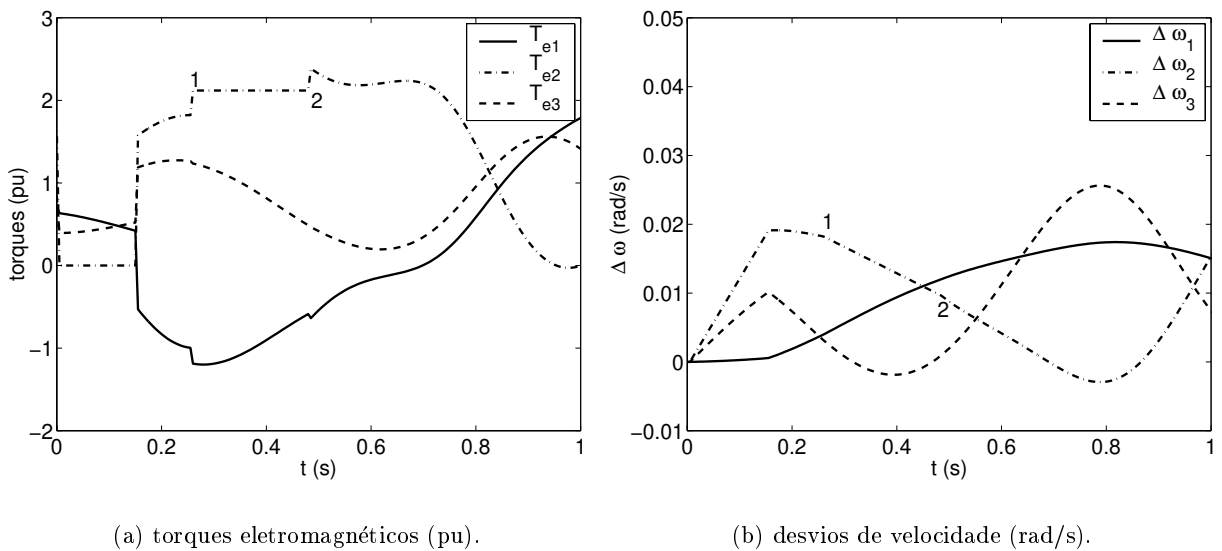
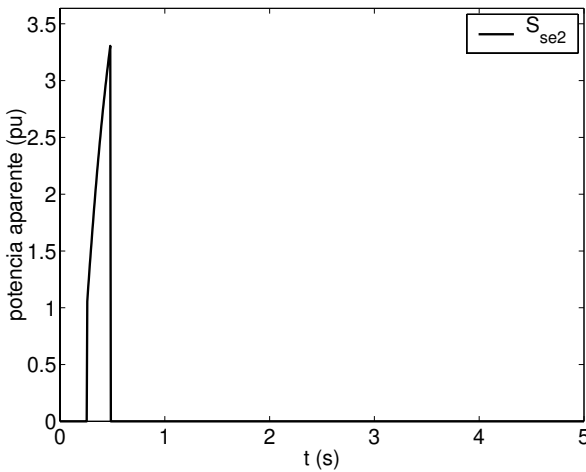
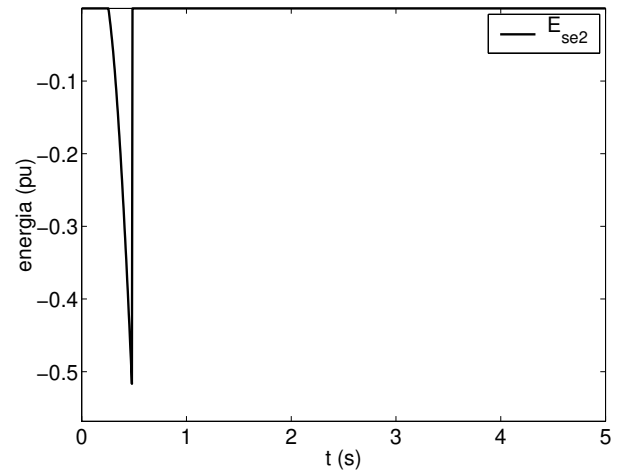


Figura 6.18: Variáveis dos geradores com controle vetorial torque de referência – UPFCSH.

Os valores de pico da potência aparente exigidos dos conversores para execução do controle vetorial são 330 MVA para o conversor série e 750 MVA para o conversor em derivação, sendo que novamente o conversor responsável por realizar o controle vetorial é o mais solicitado. O tempo total de atuação é 225 ms.

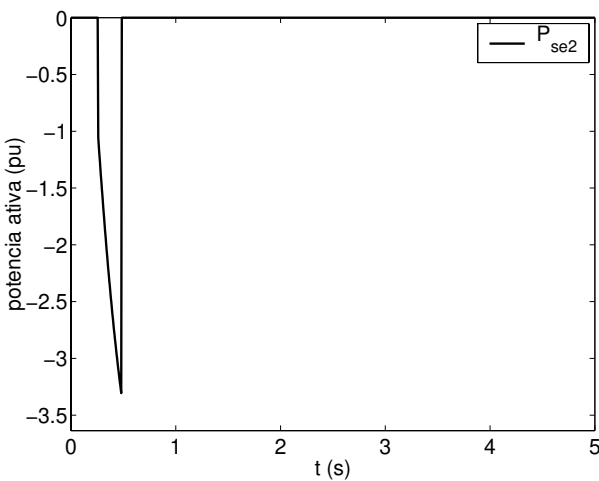


(a) potência aparente (pu).

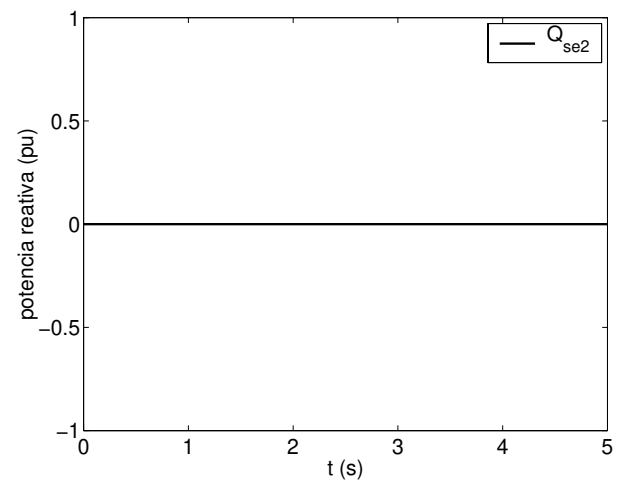


(b) energia trocada com a rede (pu).

Figura 6.19: Variáveis do conversor série do UPFCSH – potência aparente/energia trocada com a rede.



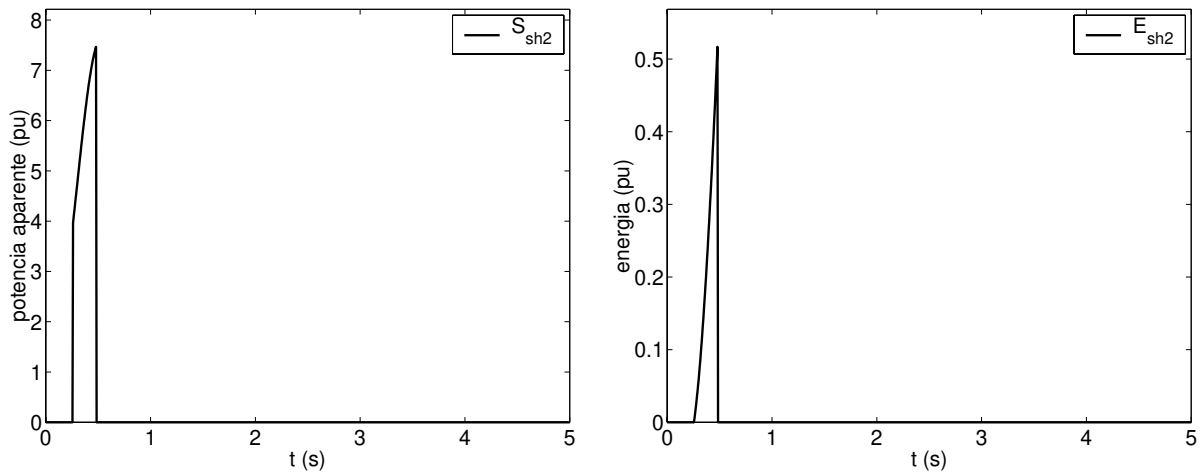
(a) potência ativa (pu).



(b) potência reativa (pu).

Figura 6.20: Variáveis do conversor série do UPFCSH – potência ativa/potência reativa.

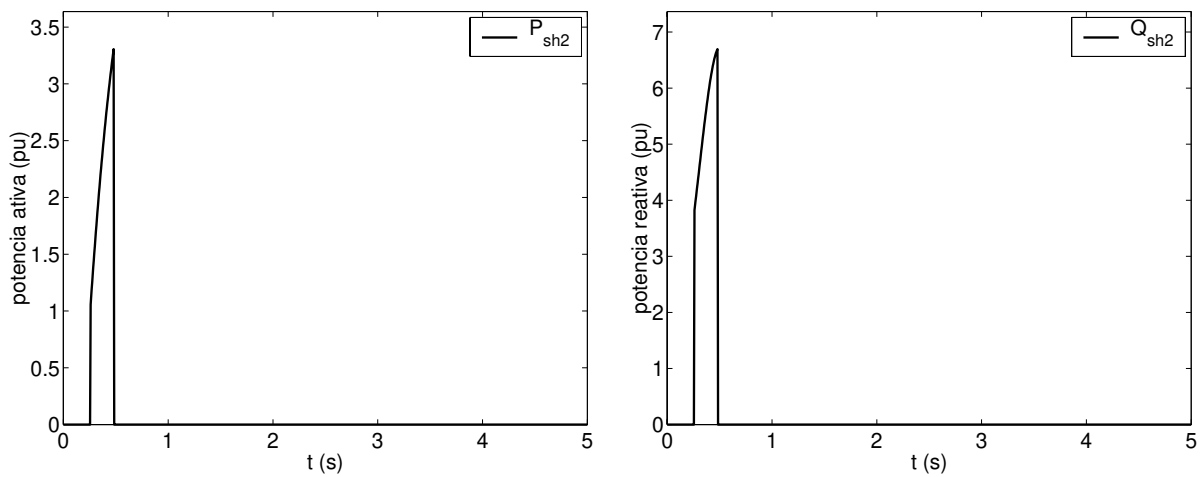




(a) potência aparente (pu).

(b) energia trocada com a rede (pu).

Figura 6.21: Variáveis do conversor em derivação do UPFCSH – potência aparente/energia trocada com a rede.



(a) potência ativa (pu).

(b) potência reativa (pu).

Figura 6.22: Variáveis do conversor em derivação do UPFCSH – potência ativa/potência reativa.

É importante ressaltar que, nas simulações do UPFCSH e do UPFCSH, a restrição de balanço de potência ativa é completamente respeitada. Isso pode ser verificado observando-se as respostas complementares de energia ou de potência ativa dos conversores série e em derivação. Por conseguinte, a tensão no capacitor CC é mantida constante e, dessa forma, pode-se empregar a técnica

PWM para sintetizar as tensões por ambos conversores. Outro ponto essencial é que, no caso do UPFC, o conversor responsável por executar o controle vetorial é mais solicitado, em termos de potência aparente, que o conversor responsável pelo balanço de potência ativa, independentemente da configuração empregada – UPFCSE ou UPFCSH.

A seguir, apresenta-se uma análise fasorial das principais variáveis envolvidas no controle vetorial com o intuito de explicar melhor as diferenças entre cada tipo de controlador – STATCOM, SSSC, UPFCSE e o UPFCSH. Nas figuras a seguir estão representados os diagramas unifilares para cada uma dessas situações, incluindo apenas o gerador sob atuação do controle vetorial até a barra do lado de alta do transformador. Convém ressaltar que, para facilitar a análise gráfica, todos os diagramas fasoriais estão na mesma escala e que a estrutura de referência utilizada é o sistema síncrono de coordenadas. Além disso, os valores dos fasores, módulo e fase, utilizados para a discussão são listados na Tabela 6.1. A Figura 6.23 representa a situação pós-falta, mas antes do início do controle vetorial – pré-controle vetorial. Estão representados os fasores da corrente terminal ( $\bar{I}_{t2}$ ), da tensão terminal ( $\bar{V}_{t2}$ ) e da tensão do lado de alta do transformador ( $\bar{V}_7$ ). Para essa situação os valores dos fasores são para o tempo de simulação de 250 ms, ao passo que os fasores para a situação durante o controle vetorial são para o tempo de simulação de 300 ms para todos os controladores.

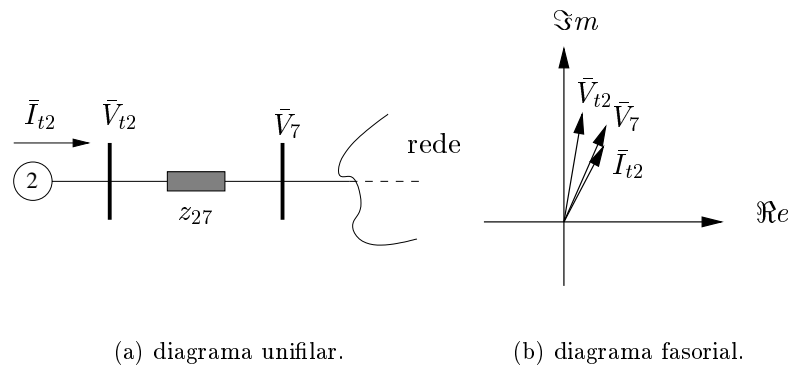


Figura 6.23: Sistema e fasores antes do início do controle vetorial – pré-controle vetorial.

Na Figura 6.24 têm-se os diagramas unifilar e fasorial para o caso do controle vetorial executado por um STATCOM. Os valores dos fasores são para o tempo de simulação de 300 ms. Estão representados os fasores da corrente terminal ( $\bar{I}_{t2}$ ), da corrente que flui para a rede ( $\bar{I}_{27}$ ), a qual não é mais igual à corrente terminal, da corrente injetada pelo STATCOM ( $\bar{I}_{sh2}$ ), da tensão terminal ( $\bar{V}_{t2}$ ) e da tensão do lado de alta do transformador ( $\bar{V}_7$ ).

Comparando as Figuras 6.23 e 6.24, verifica-se que as grandes mudanças ocorrem na corrente que flui para a rede e na tensão na barra 7, tanto em módulo quanto em fase. Por isso, o torque do gerador 1 é tão perturbado. Confirma-se também, analisando os fasores  $\bar{I}_{sh2}$  e  $\bar{V}_{t2}$ , que o STATCOM injeta potência ativa na rede para executar o controle da corrente do estator ( $\bar{I}_{t2}$ ) do gerador 2.

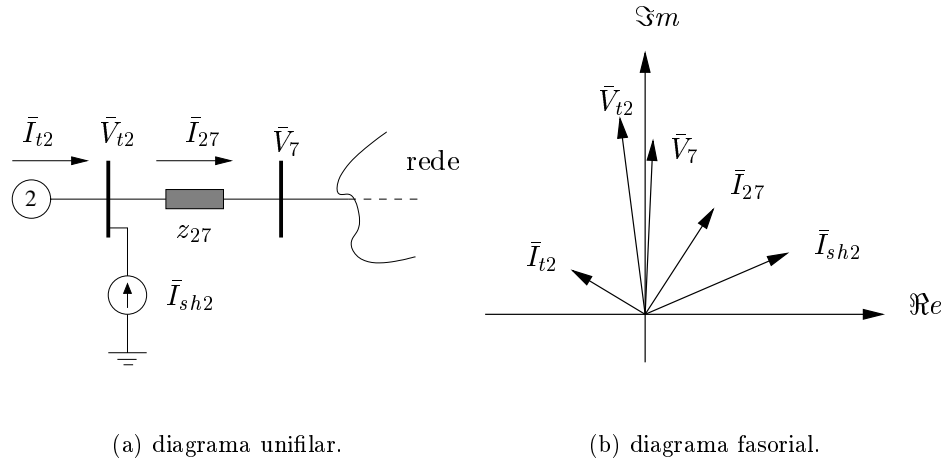


Figura 6.24: Sistema e fasores após o início do controle vetorial – STATCOM.

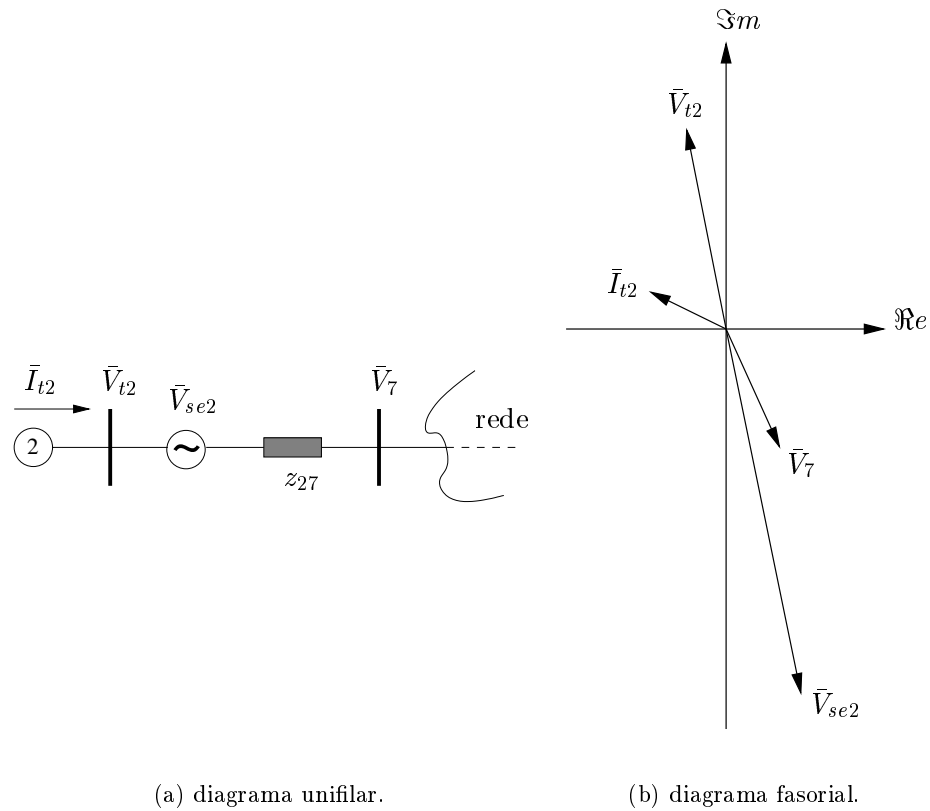


Figura 6.25: Sistema e fasores após o início do controle vetorial – SSSC.

Na Figura 6.25 têm-se os diagramas unifilar e fasorial para o caso do controle vetorial executado por um SSSC. Os valores dos fasores são para o tempo de simulação de 300 ms. Estão representados os fasores da corrente terminal ( $\bar{I}_{t2}$ ), da tensão injetada pelo SSSC ( $\bar{V}_{se2}$ ), da tensão terminal ( $\bar{V}_{t2}$ ) e da tensão do lado de alta do transformador ( $\bar{V}_7$ ).

As Figuras 6.23 e 6.25 mostram que as principais mudanças são na tensão na barra 7 e na corrente que flui para a rede, sendo que essas variáveis mudam mais em relação à situação pré-controle vetorial quando se emprega o SSSC que no caso do STATCOM. Por isso, o torque do gerador 1 é tão perturbado. Também pode-se confirmar, analisando os fasores  $\bar{V}_{se}$  e  $\bar{I}_{t2}$ , que o SSSC consome potência ativa da rede para executar o controle da corrente do estator do gerador 2.

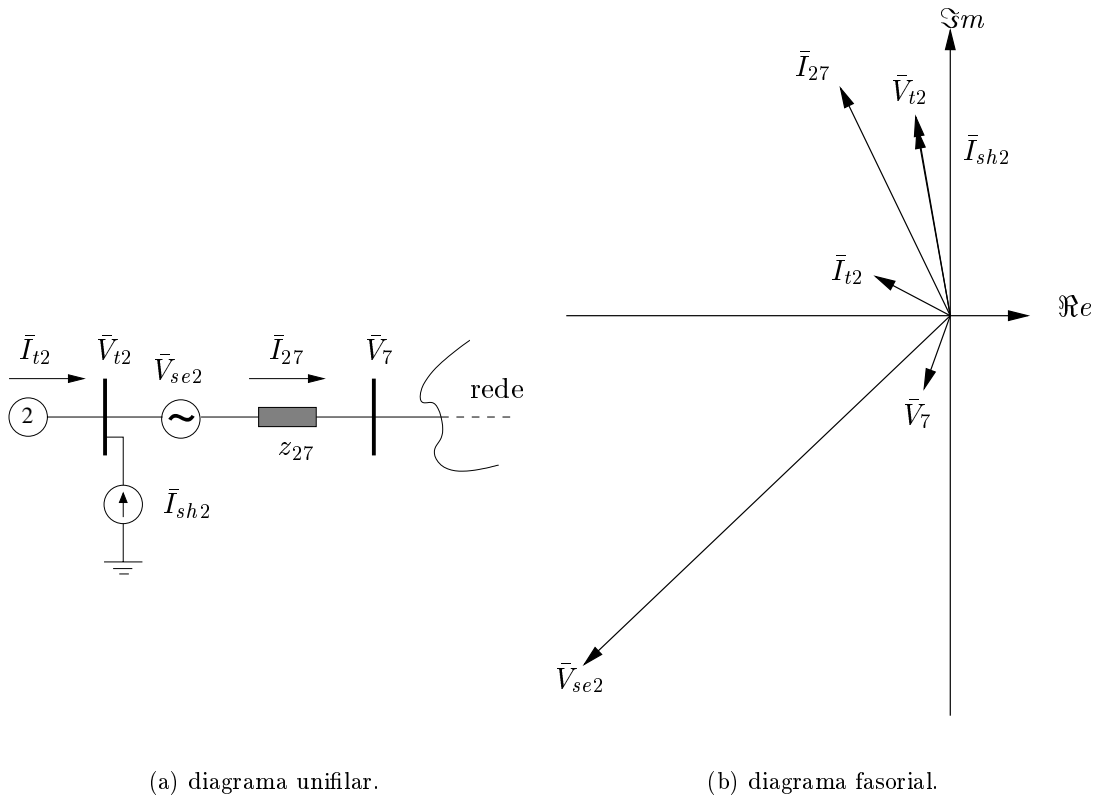


Figura 6.26: Sistema e fasores após o início do controle vetorial – UPFCSE.

Na Figura 6.26 têm-se os diagramas unifilar e fasorial para o caso do controle vetorial executado por um UPFCSE. Os valores dos fasores são para um tempo de simulação de 300 ms. Estão representados os fasores da corrente terminal ( $\bar{I}_{t2}$ ), da corrente injetada na rede pelo UPFCSE ( $\bar{I}_{sh2}$ ), da corrente que flui para a rede ( $\bar{I}_{27}$ ), da tensão injetada pelo UPFCSE ( $\bar{V}_{se2}$ ), da tensão terminal ( $\bar{V}_{t2}$ ) e da tensão do lado de alta do transformador ( $\bar{V}_7$ ).

Aqui, as Figuras 6.23 e 6.26 indicam que as maiores mudanças ocorrem na tensão na barra 7 e na corrente que flui para a rede, sendo que essas variáveis mudam mais em relação à situação

pré-controle vetorial quando se emprega o UPFCSE que no caso do STATCOM. Por isso, o torque do gerador 1 sofre tanta perturbação. Também pode-se confirmar, analisando os fasores  $\bar{V}_{se2}$  e  $\bar{I}_{27}$ , que o conversor série retira potência ativa da rede para executar o controle da corrente do estator do gerador 2 e, conseqüentemente, o conversor em derivação injeta essa potência na rede, já que os fasores  $\bar{V}_{t2}$  e  $\bar{I}_{sh2}$  estão em fase.

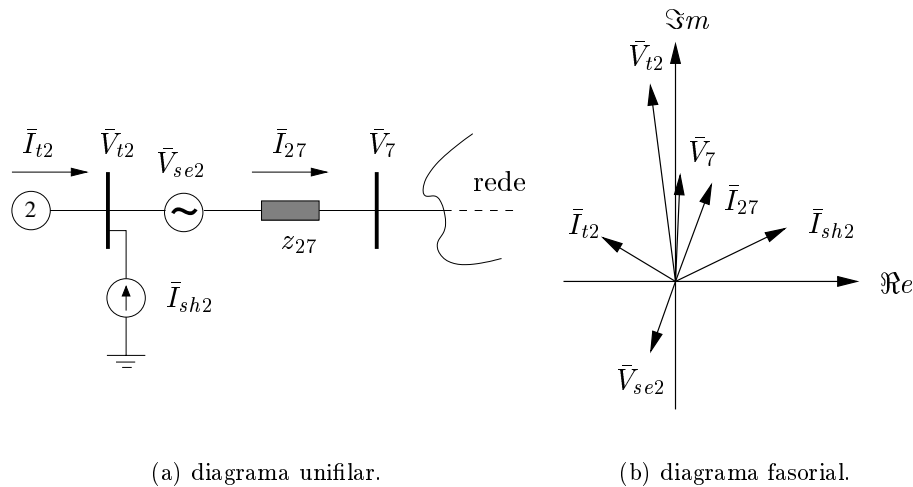


Figura 6.27: Sistema e fasores após o início do controle vetorial – UPFCSH.

Finalmente, na Figura 6.27 têm-se os diagramas unifilar e fasorial para o caso do controle vetorial executado por um UPFCSH. Os valores dos fasores são também para um tempo de simulação de 300 ms. Estão representados os fasores da corrente terminal ( $\bar{I}_{t2}$ ), da corrente injetada na rede pelo UPFCSH ( $\bar{I}_{sh2}$ ), da corrente que flui para a rede ( $\bar{I}_{27}$ ), da tensão injetada pelo UPFCSH ( $\bar{V}_{se2}$ ), da tensão terminal ( $\bar{V}_{t2}$ ) e da tensão do lado de alta do transformador ( $\bar{V}_7$ ).

Comparando as Figuras 6.23 e 6.27 e os valores da Tabela 6.1, verifica-se que a corrente que flui para a rede e a tensão na barra de alta do transformador mudam pouco em relação à situação pré-controle vetorial. Por isso os torques dos demais geradores são pouco influenciados pelo controlador. Também pode-se confirmar, analisando os fasores  $\bar{V}_{t2}$  e  $\bar{I}_{sh2}$ , que o conversor em derivação injeta potência ativa na rede para executar o controle da corrente do estator do gerador 2 e, conseqüentemente, o conversor série retira essa potência da rede, já que os fasores  $\bar{V}_{se2}$  e  $\bar{I}_{27}$  estão defasados de  $180^\circ$ .

Tabela 6.1: Valores dos fasores.

	$\bar{I}_{t2}$	$\bar{I}_{27}$	$\bar{I}_{sh2}$	$\bar{V}_{t2}$	$\bar{V}_7$	$\bar{V}_{se2}$
PCV <sup>a</sup>	2,73/62,3°	—	—	0,70/80,1°	0,67/66,1°	—
STATCOM	2,73/148,9°	4,00/57,1°	4,91/23,4°	1,25/97,4°	1,11/92,6°	—
SSSC	2,75/156,1°	—	—	1,21/101,9°	0,82/-65,6°	2,34/-78,4°
UPFCSE	2,72/152,2°	7,98/115,7°	6,01/100,0°	1,28/100,0°	1,75/-164,5°	3,17/-136,5°
UPFCSH	2,73/148,9°	3,30/69,6°	3,88/69,9°	1,25/97,3°	0,68/87,5°	0,48/-110,1°

<sup>a</sup>PCV – pré-controle vetorial.

Deve ser mencionado que, mesmo considerando todas as máquinas equipadas com controladores vetoriais, ou somente as máquinas 2 e 3, os comportamentos qualitativos dos quatro casos analisados anteriormente, – STATCOM, SSSC, UPFCSE e UPFCSH – permanecem inalterados. Isso em razão de os controladores vetoriais das máquinas 1 e 3 não atuarem ou atuarem por um período de tempo muito pequeno. Portanto, para este caso, conclui-se que a melhor solução é equipar o gerador 2 com um controlador vetorial torque de referência realizado por um STATCOM ou por um UPFCSH.

O comportamento do sistema frente aos controladores utilizados para efetuar o controle vetorial torque de referência, em termos qualitativos, permanece o mesmo para todas as contingências com saída simples possíveis do sistema WSCC3, *i.e.* com o emprego de um STATCOM ou de um UPFCSH sempre é possível melhorar a estabilidade transitória do sistema desde que seja implementado no gerador adequado. Ao contrário, usando-se um SSSC ou um UPFCSE não é possível melhorar o desempenho dinâmico do sistema. Portanto, para análise do controle vetorial torque de referência considera-se doravante como possíveis candidatos para execução do controle apenas o STATCOM ou o UPFCSH.

### 6.1.1.2 Caso 2

Nesta seção apresenta-se mais um caso no sistema WSCC3 para análise do controle vetorial torque de referência. A contingência simulada é um curto-circuito trifásico na barra 9 seguido pela eliminação do ramo 9-6. Primeiramente, considera-se que apenas a máquina 3 possui um controlador vetorial e com isso tem-se um caso bem diferente do analisado anteriormente em termos de topologia do sistema, *i.e.* a máquina equipada com um controlador vetorial é diferente e, principalmente, com o desligamento do ramo 9-6, o gerador 1 fica eletricamente mais distante do controlador que o gerador 2 – ver Figura 6.1. Assim, pretende-se mostrar que tão importante quanto a distância elétrica em relação ao dispositivo FACTS é a constante de inércia do gerador no que diz respeito à influência do controlador sobre a resposta de torque das máquinas sem controladores. Em seguida, considera-se que a máquina equipada com um controlador vetorial é o gerador 2. O objetivo é verificar se uma máquina mais distante da falta pode ajudar a estabilizar o sistema.

As principais características deste caso são:

- tipo de contingência: curto-circuito trifásico na barra 9.
- linha eliminada: 9-6.
- tempo crítico sem controle vetorial: 0,140 s.

Na Figura 6.28 tem-se o gráfico dos ângulos relativos dos geradores para um tempo de eliminação da falta de 150 ms. Analisando essa figura, verifica-se que as máquinas 2 e 3 aceleram mais rapidamente do que a máquina 1, levando o sistema à instabilidade.

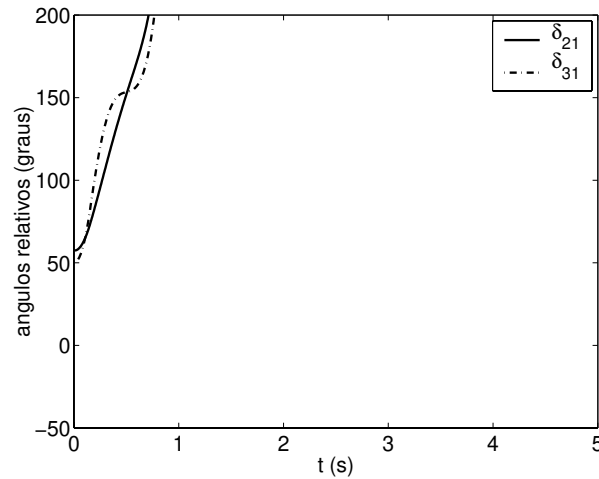
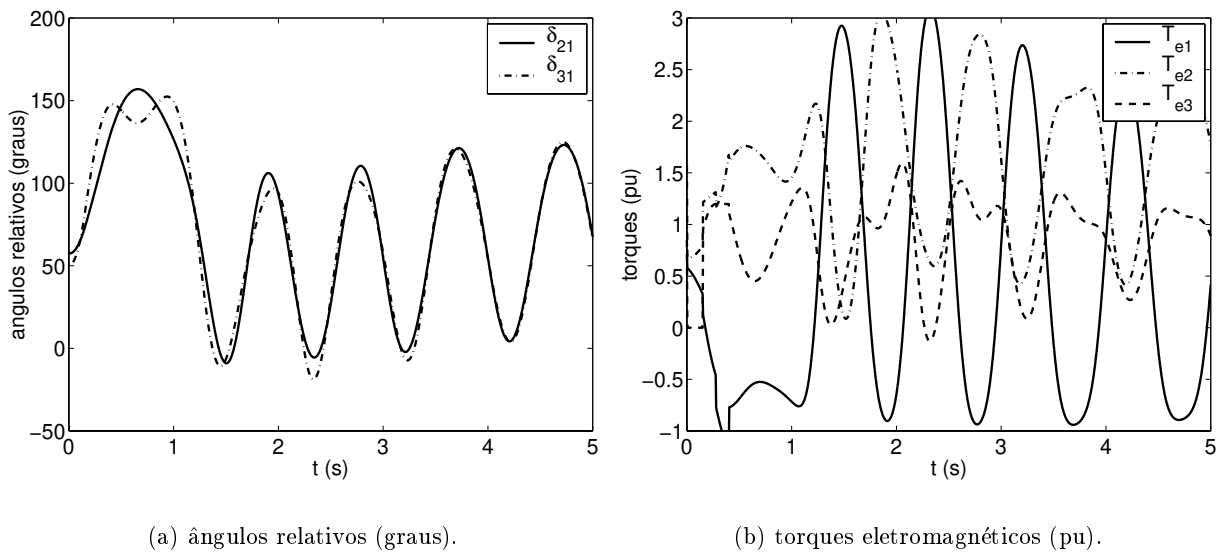


Figura 6.28: Ângulos relativos – sem controle vetorial.

**STATCOM:** As Figuras 6.29 e 6.30 e as Figuras 6.31 e 6.32 mostram as variáveis dos geradores síncronos e do STATCOM, respectivamente, para o controle vetorial torque de referência executado por um STATCOM conectado na barra terminal do gerador 3.



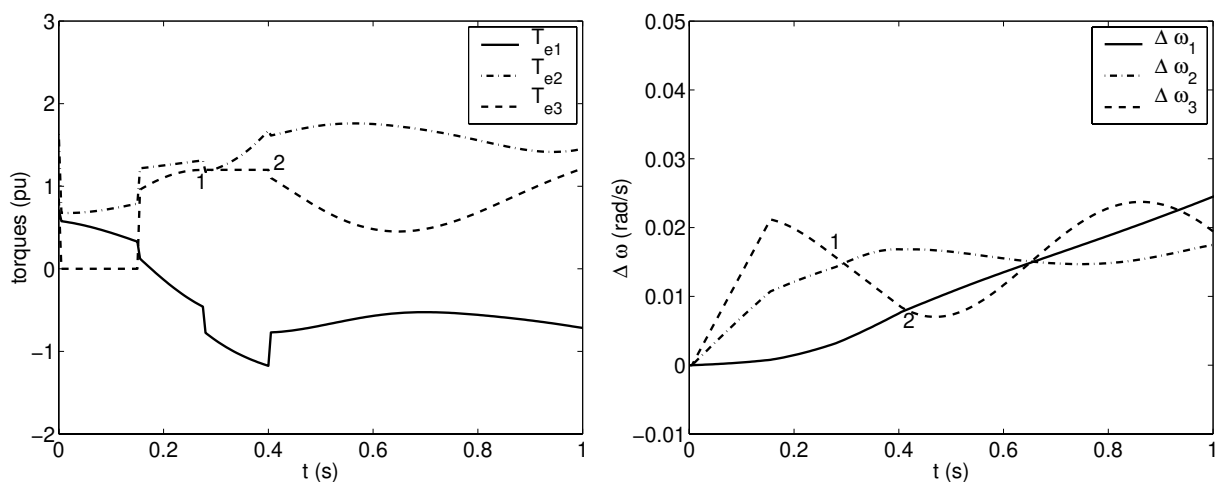
(a) ângulos relativos (graus).

(b) torques eletromagnéticos (pu).

Figura 6.29: Variáveis dos geradores com controle vetorial torque de referência no gerador 3 – STATCOM.

Verifica-se, com base na Figura 6.29, que a aplicação do controle vetorial torque de referência, executado por um STATCOM junto ao gerador 3, torna o sistema estável. Na Figura 6.30 os pontos 1 e 2 indicam os instantes de início, 275 ms, e de término do controle vetorial, 400 ms. Nota-se que, durante o controle vetorial, o torque do gerador 3 permanece constante em 1,2 pu, e que nesse caso não é necessário aplicar o fator de segurança torque mínimo ( $GT_{min}$ ). Constata-se que, embora o controlador esteja mais próximo do gerador 2, o torque do gerador 1 é o mais influenciado, tendo diminuído. Assim, durante a execução do controle vetorial, a desaceleração do gerador 3 permanece constante, a aceleração do gerador 1 aumenta pouco e a aceleração/desaceleração do gerador 2 é pouco influenciada pelo controlador. Dessa forma, o sistema mantém o sincronismo.

A capacidade máxima de potência aparente necessária para o STATCOM executar o controle vetorial torque de referência é 390 MVA e o tempo total de atuação é 125 ms.

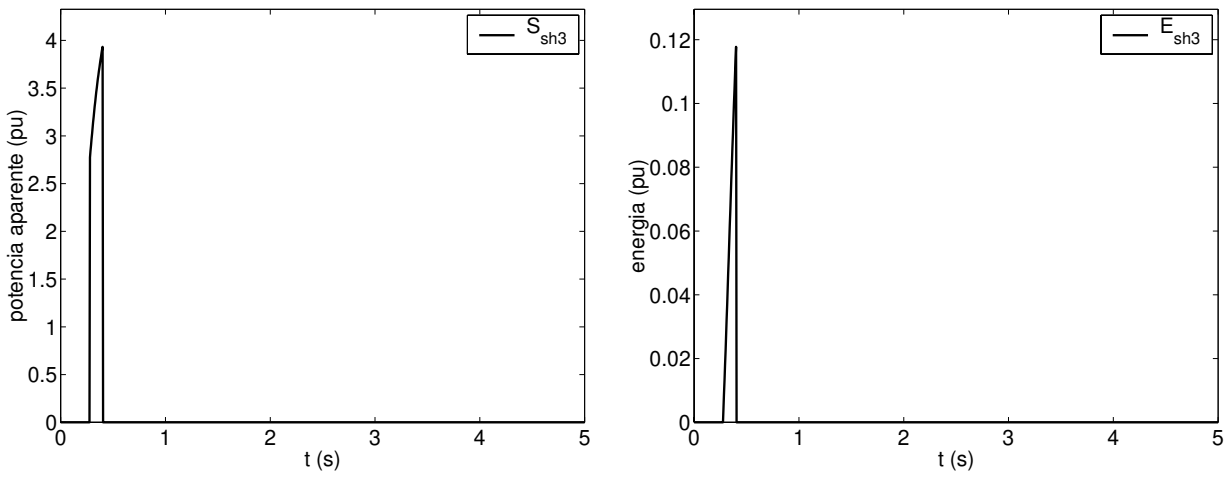


(a) torques eletromagnéticos (pu).

(b) desvios de velocidade (rad/s).

Figura 6.30: Variáveis dos geradores com controle vetorial torque de referência no gerador 3 – STATCOM.

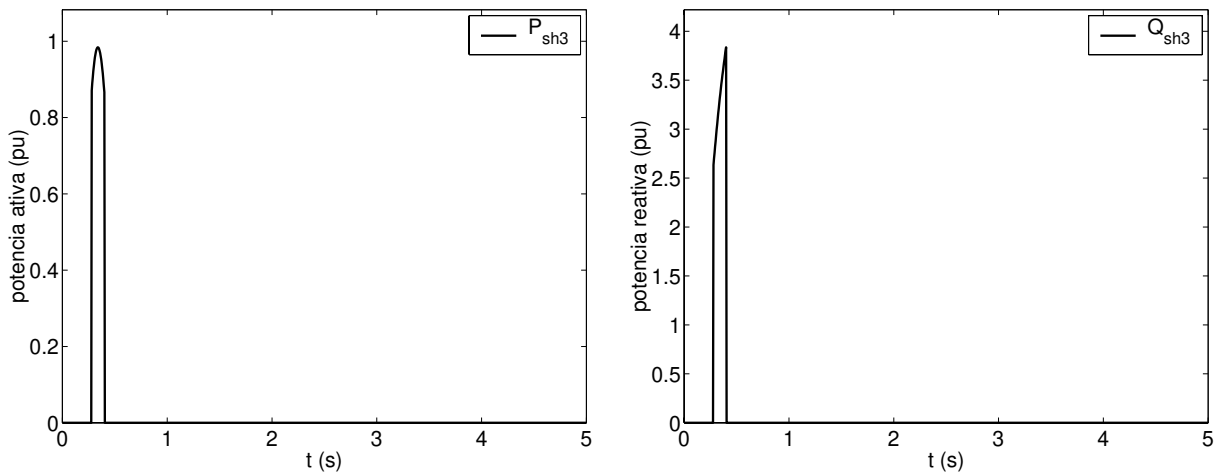




(a) potência aparente (pu).

(b) energia trocada com a rede (pu).

Figura 6.31: Variáveis do STATCOM – Gerador 3 – potência aparente/energia trocada com a rede.



(a) potência ativa (pu).

(b) potência reativa (pu).

Figura 6.32: Variáveis do STATCOM – Gerador 3 – potência ativa/potência reativa.

**STATCOM:** As Figuras 6.33 e 6.34 e as Figuras 6.35 e 6.36 mostram as variáveis dos geradores síncronos e do STATCOM, respectivamente, para o controle vetorial torque de referência executado por um STATCOM conectado na barra terminal do gerador 2.

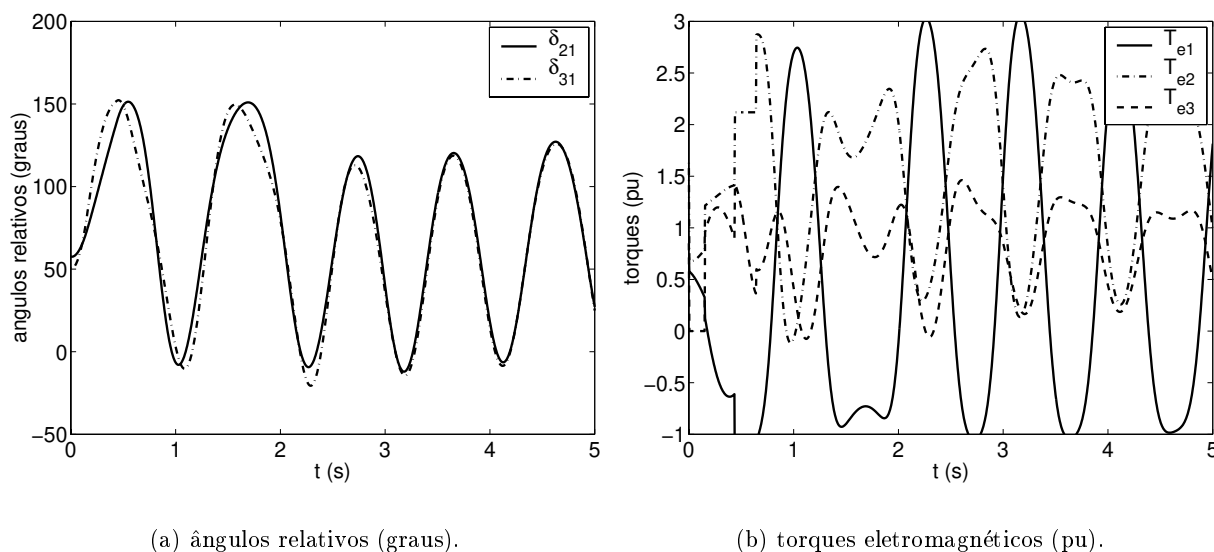


Figura 6.33: Variáveis dos geradores com controle vetorial torque de referência no gerador 2 – STATCOM.

Verifica-se, analisando a Figura 6.29, que com a aplicação do controle vetorial torque de referência, empregando um STATCOM junto ao gerador 2, o sistema também é estável. Na Figura 6.30 os pontos 1 e 2 indicam os instantes de início, 435 ms, e de término do controle vetorial, 640 ms. Durante a atuação do controlador vetorial o torque do gerador 2 mantém-se constante em 2,1 pu, e neste caso é necessário aplicar o fator de segurança torque mínimo ( $GT_{min}$ ). Observa-se também que o torque do gerador 1 é o mais influenciado pelo controlador.

Comparando esta situação, gerador 2 sob controle vetorial, com a situação anterior, gerador 3 sob controle vetorial, constata-se que a potência aparente de pico necessária para execução do controle vetorial aumenta de 390 MVA para 1020 MVA. Isso decorre do fato de o controlador vetorial estar mais distante da contingência, iniciar sua atuação depois e atuar mais tempo (205 ms contra 125 ms).

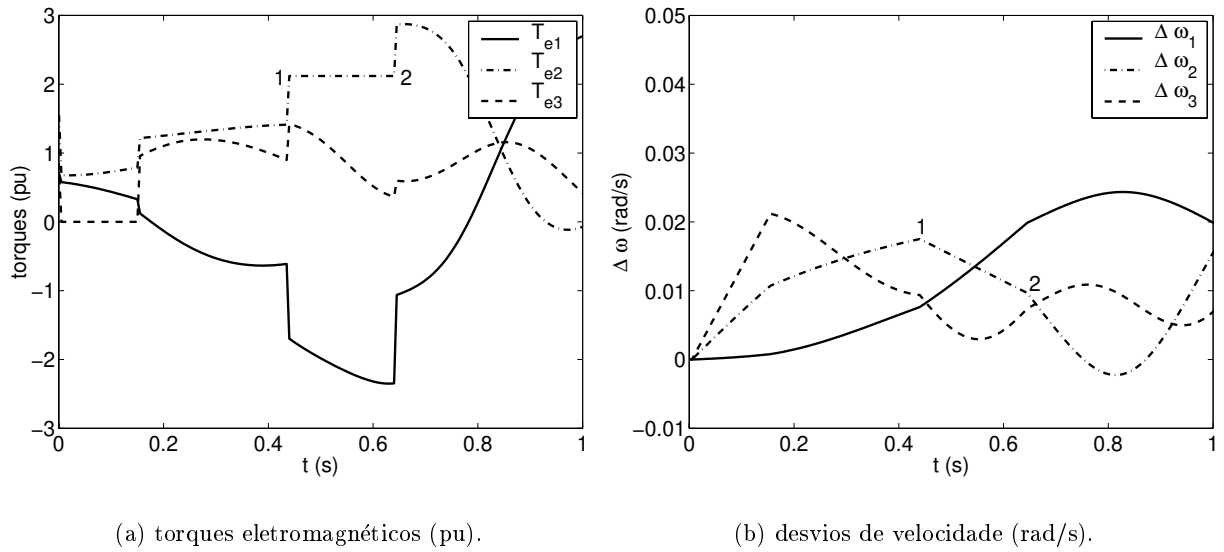


Figura 6.34: Variáveis dos geradores com controle vetorial torque de referência no gerador 2 – STATCOM.

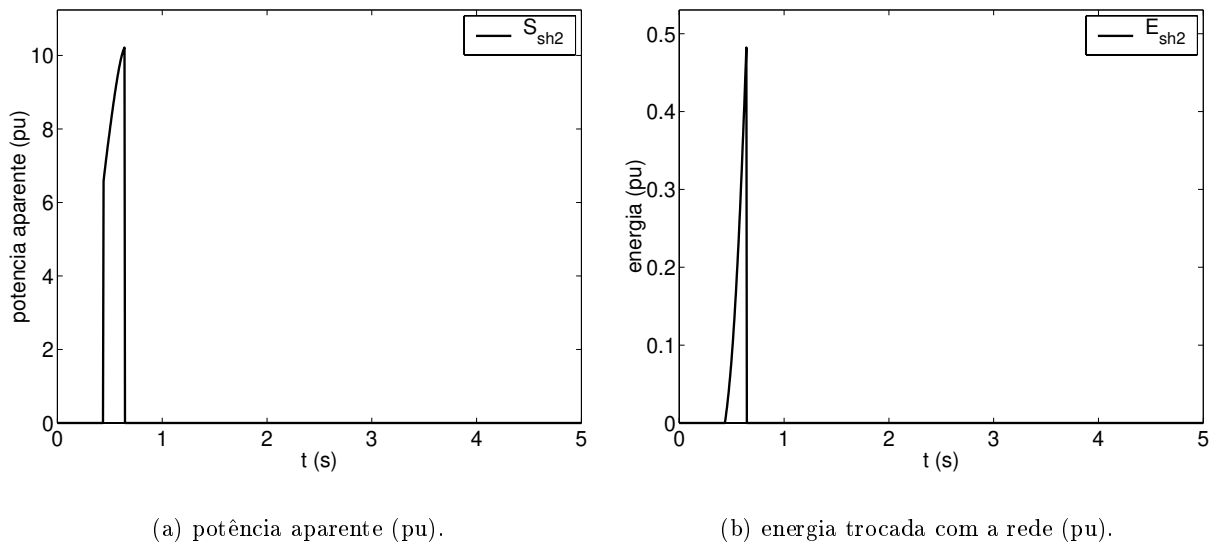


Figura 6.35: Variáveis do STATCOM – Gerador 2 – potência aparente/energia trocada com a rede.

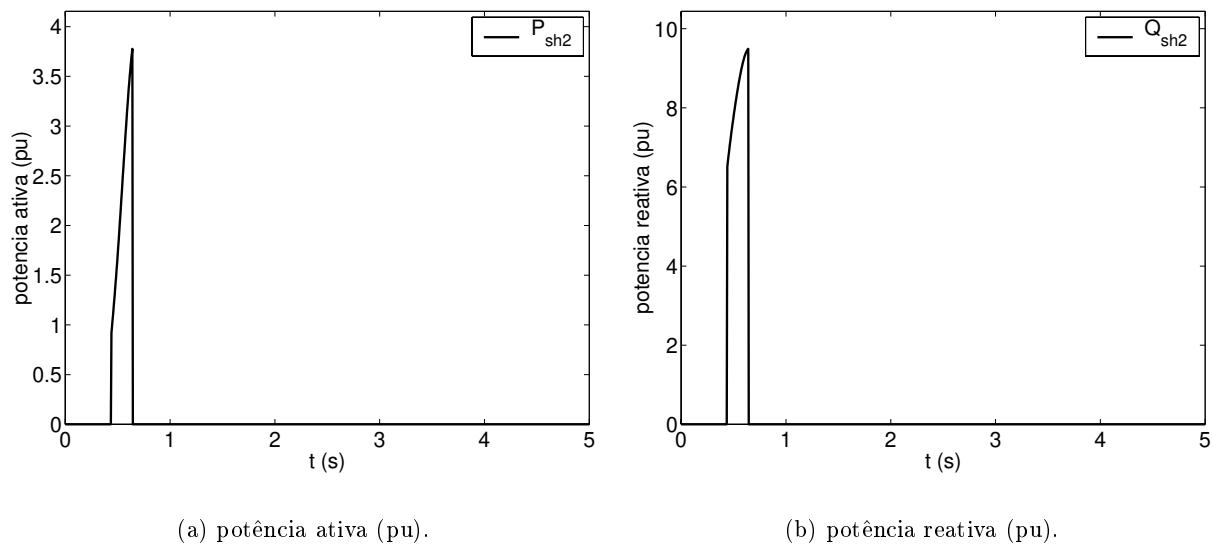


Figura 6.36: Variáveis do STATCOM – Gerador 2 – potência ativa/potência reativa.

**UPFCSH:** A Figura 6.37 e as Figuras 6.38 a 6.41 mostram as variáveis dos geradores síncronos e do UPFC, respectivamente, para o controle vetorial executado por um UPFCSH, cujo conversor em derivação está conectado na barra terminal do gerador 2 e o conversor série está conectado no ramo 2-7.

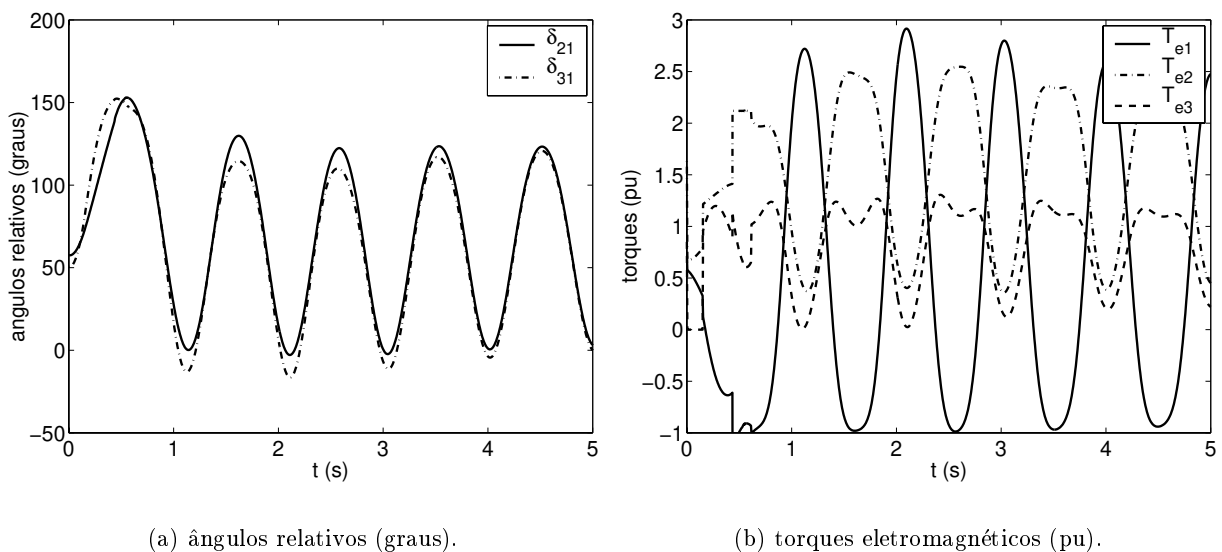
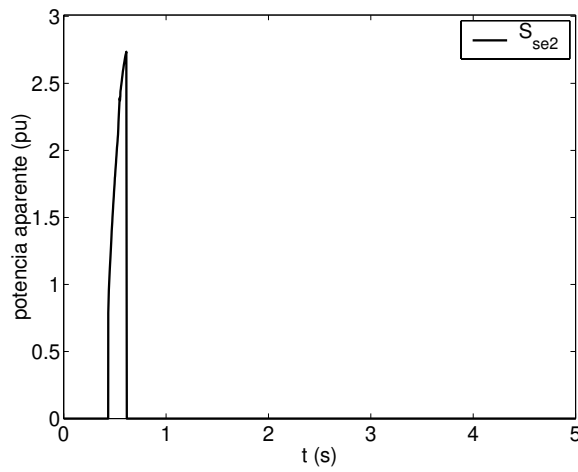
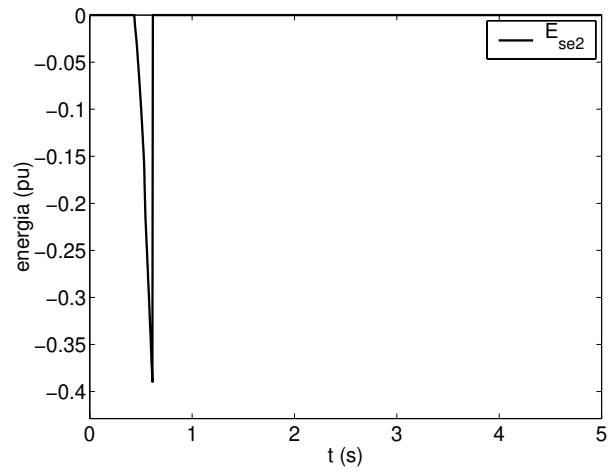


Figura 6.37: Variáveis dos geradores com controle vetorial torque de referência – UPFCSH.

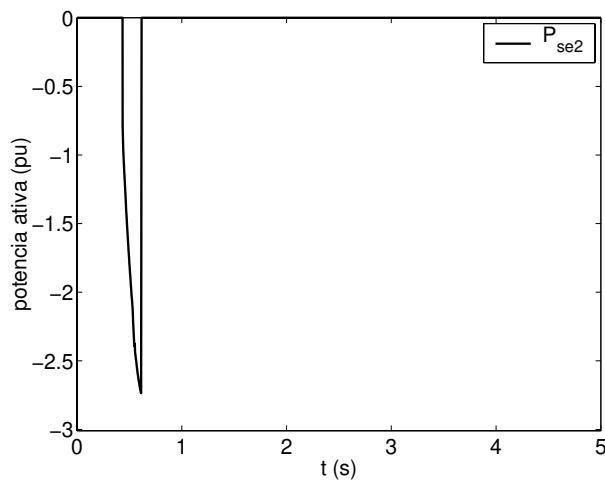


(a) potência aparente (pu).

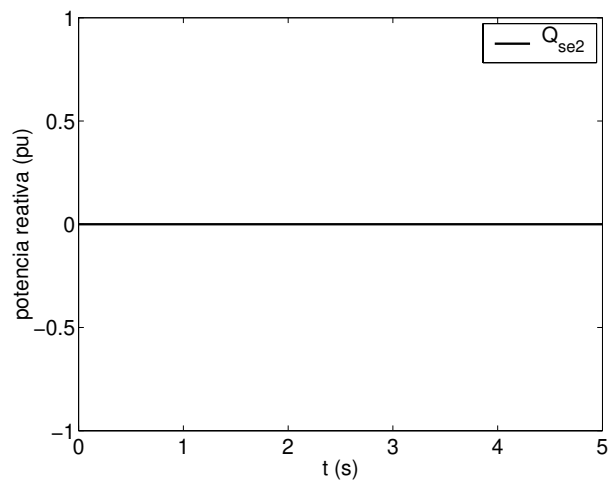


(b) energia trocada com a rede (pu).

Figura 6.38: Variáveis do conversor série do UPFCSH – potência aparente/energia trocada com a rede.



(a) potência ativa (pu).



(b) potência reativa (pu).

Figura 6.39: Variáveis do conversor série do UPFCSH – potência ativa/potência reativa.

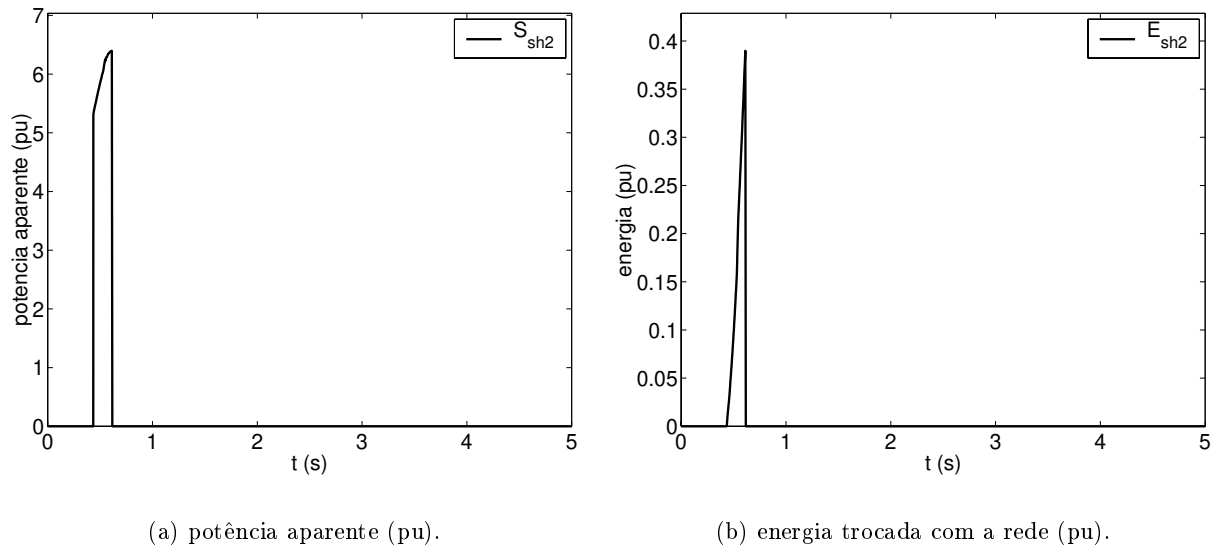


Figura 6.40: Variáveis do conversor em derivação do UPFCSH – potência aparente/energia trocada com a rede.

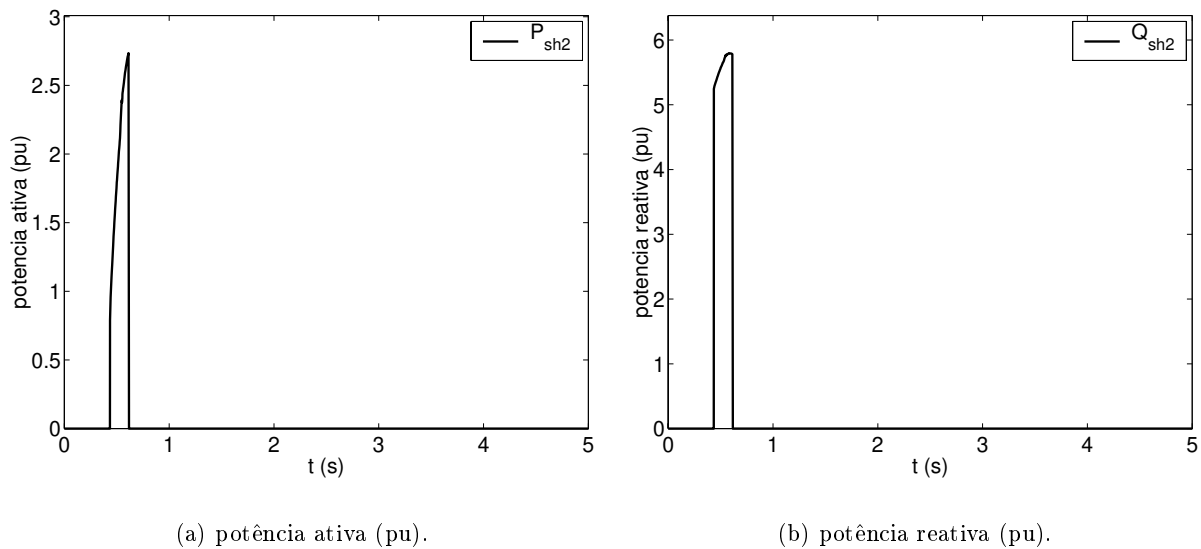


Figura 6.41: Variáveis do conversor em derivação do UPFCSH – potência ativa/potência reativa.

Constata-se, por intermédio da Figura 6.37, que a aplicação do controle vetorial torque de referência, efetuado por um UPFCSH junto ao gerador 2, deixa o sistema estável. Além disso, verifica-se que nessa situação os torques dos demais geradores são menos perturbados que no caso do STATCOM como controlador. As capacidades máximas de potência aparente exigidas dos

conversores série e em derivação são 275 MVA e 640 MVA, respectivamente. O controle vetorial inicia em 435 ms e termina em 615 ms, portanto o tempo total de atuação é 180 ms. Verifica-se que a restrição de balanço de potência ativa é respeitada, analisando-se as curvas de energia ou de potência ativa dos conversores série e em derivação.

### 6.1.2 Um exemplo de aplicação do controle vetorial torque de referência

Um problema interessante que envolve a utilização de controladores vetoriais para melhoria de estabilidade transitória *on-line* é onde instalá-los e como dimensioná-los. A seguir apresenta-se um estudo preliminar realizado por simulações repetidas com o intuito de resolver essa questão no caso do controle vetorial torque de referência no sistema WSCC3. Em resumo, pretende-se investigar qual o melhor lugar (gerador) para instalar um controlador vetorial e qual o tipo do controlador, STATCOM ou UPFCSH.

O principal objetivo em empregar um controlador *on-line* para melhorar a estabilidade transitória é aumentar a *margem de estabilidade transitória*, redundando em aumento dos limites de geração e potência das linhas de transmissão do sistema. Uma forma bastante simples de quantificar a margem de estabilidade transitória em um sistema de energia elétrica é [PAVELLA et al., 2000; PEDROSO, 1994]:

$$M = t_{crit} - t_{elim} \quad (6.1)$$

sendo:

- $M$  = margem de estabilidade transitória.
- $t_{crit}$  = tempo crítico de eliminação da falta (s).
- $t_{elim}$  = tempo de eliminação da falta (s).

A margem de estabilidade fornece uma medida de quão “distante” o sistema encontra-se da instabilidade. Quanto menor essa margem, mais próximo o sistema está da instabilidade e, por conseguinte, mais restrita é a operação do sistema.

Assim, partindo-se do pressuposto que o tempo de atuação dos dispositivos de proteção de todas as linhas de transmissão são iguais, determinam-se os quatro casos mais críticos entre todas as contingências com saída simples do sistema. Sendo o gerador 1 a máquina com maior inércia e, conseqüentemente, a mais robusta do ponto de vista de estabilidade transitória, consideram-se como candidatos a possuir um controlador vetorial os geradores 2 e 3. Na Tabela 6.2 têm-se os resultados desse estudo em que o objetivo é aumentar em 25% as quatro menores margens de estabilidade transitória. Na primeira e na segunda colunas têm-se as descrições das contingências, sendo  $t_{crit}$  o tempo crítico de eliminação da falta sem controle vetorial e  $t_{elim}$  o tempo de eliminação da falta simulado com controle vetorial. Nas demais colunas apresentam-se os valores máximos exigidos de potência aparente e os tempos de atuação dos controladores. Nos casos em que as células da tabela exibem o sinal — o sistema não é estabilizado, embora o controlador atue, e nos casos em que as células apresentam as siglas N.A. o controlador não atua, pois no instante de detecção de máximo de torque elétrico o desvio de velocidade é menor que  $fat_{\Delta\omega}$ .

Tabela 6.2: Aplicação do controle vetorial torque de referência para aumentar as margens de estabilidade transitória das contingências mais críticas do sistema WSCC3.

contingências	tempo (s)	gerador com controlador	STATCOM		UPFCSH		
			MVA	t(s)	MVA		t(s)
					série	shunt	
barra de falta : 7	$t_{crit} = 0,080$	2	700	0,125	130	510	0,125
ramo eliminado: 7-5	$t_{elim} = 0,100$	3	—	—	—	—	—
barra de falta : 7	$t_{crit} = 0,120$	2	945	0,225	330	750	0,225
ramo eliminado: 7-8	$t_{elim} = 0,150$	3	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
barra de falta : 9	$t_{crit} = 0,140$	2	690	0,090	350	820	0,155
ramo eliminado: 9-6	$t_{elim} = 0,175$	3	—	—	—	—	—
barra de falta : 5	$t_{crit} = 0,160$	2	810	0,225	160	615	0,220
ramo eliminado: 7-5	$t_{elim} = 0,200$	3	350	0,070	—	—	—

Analisando os resultados apresentados na Tabela 6.2, verifica-se que para aumentar em 25% as quatro menores margens de estabilidade do sistema WSCC3 é necessário instalar um controlador vetorial usando um STATCOM ou um UPFCSH junto ao gerador 2. Caso a opção seja um STATCOM, a capacidade transitória de potência aparente deve ser de 945 MVA e, caso seja um UPFCSH a capacidade transitória de potência aparente do conversor série e do conversor em derivação devem ser de 350 MVA e 820 MVA, respectivamente. Ressalta-se novamente que esses valores máximos necessários de potência aparente são transitórios, ou seja, o valor de regime de MVA do equipamento pode ser bem menor. Sabendo-se que o valor permissível de sobrecarga transitória em termos de MVA varia de 10 vezes para alguns milissegundos até 1,5 vezes para 10 segundos de tempo de sobrecarga, e sendo o tempo máximo de atuação do controlador igual a 225 ms, é válido afirmar que o valor de potência aparente de regime permanente do dispositivo FACTS é menor que os valores expressos na Tabela 6.2.

### 6.1.3 NEW ENGLAND

Nesta seção investiga-se a aplicação do controle vetorial torque de referência no sistema NEW ENGLAND – ver Figura 6.42. O objetivo é verificar o comportamento dessa forma de controle em um sistema com mais geradores. Uma das contingências mais críticas desse sistema é um curto-circuito trifásico na barra 29 com eliminação da linha 29-28. Essa contingência faz o gerador 9 perder o sincronismo com o resto do sistema. Essa máquina é a mais carregada do sistema, com maior torque elétrico, e considerando-se que seja um hidrogerador e que a maioria das outras máquinas sejam turbogeradores, é desejável aumentar a margem de estabilidade transitória dessa falta por razões econômicas. Assim, investiga-se a possibilidade de empregar o controle vetorial torque de referência para aumentar a margem em 40%. As características da contingência são:

- tipo de contingência: curto-circuito trifásico na barra 29.
- linha eliminada: 29-28.



- tempo crítico sem controle vetorial: 0,035 s.

A Figura 6.43 apresenta os ângulos relativos dos geradores síncronos para a eliminação da falta em 50 ms. Observa-se que o sistema torna-se instável em razão da separação do gerador 9 em relação aos outros geradores do sistema.

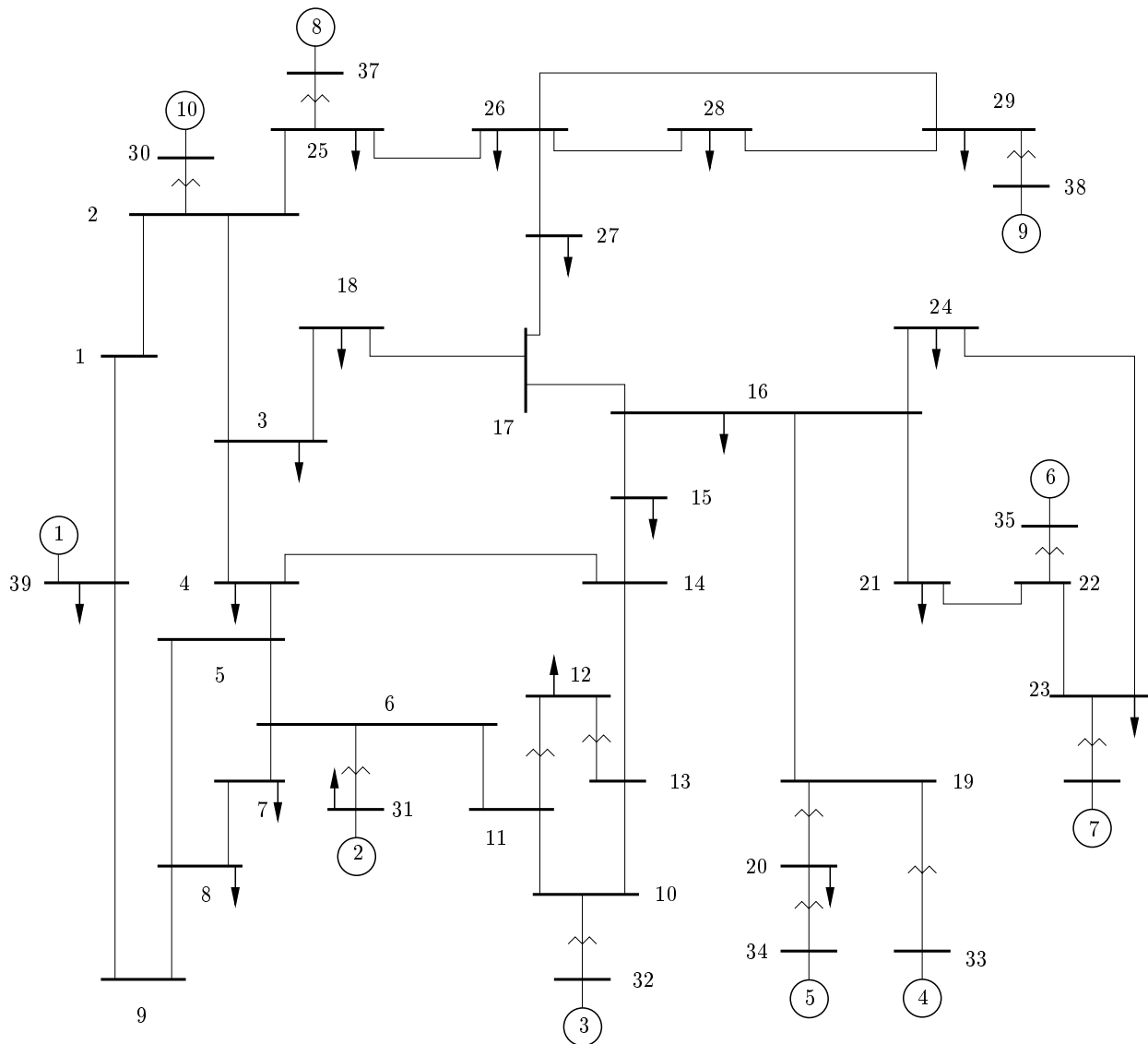


Figura 6.42: Diagrama unifilar do sistema NEW ENGLAND.

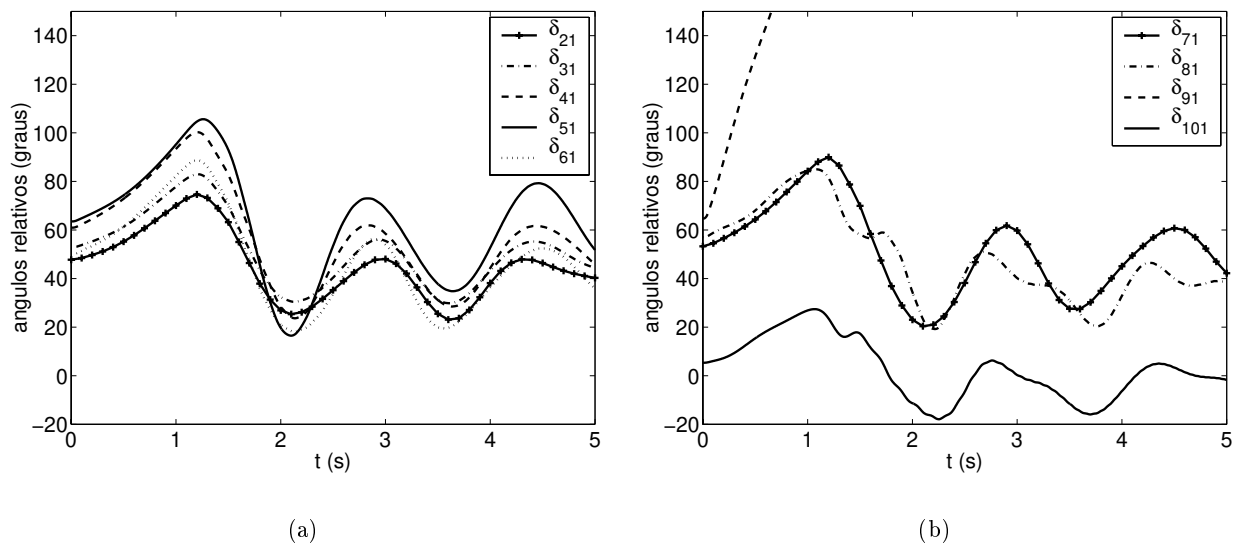
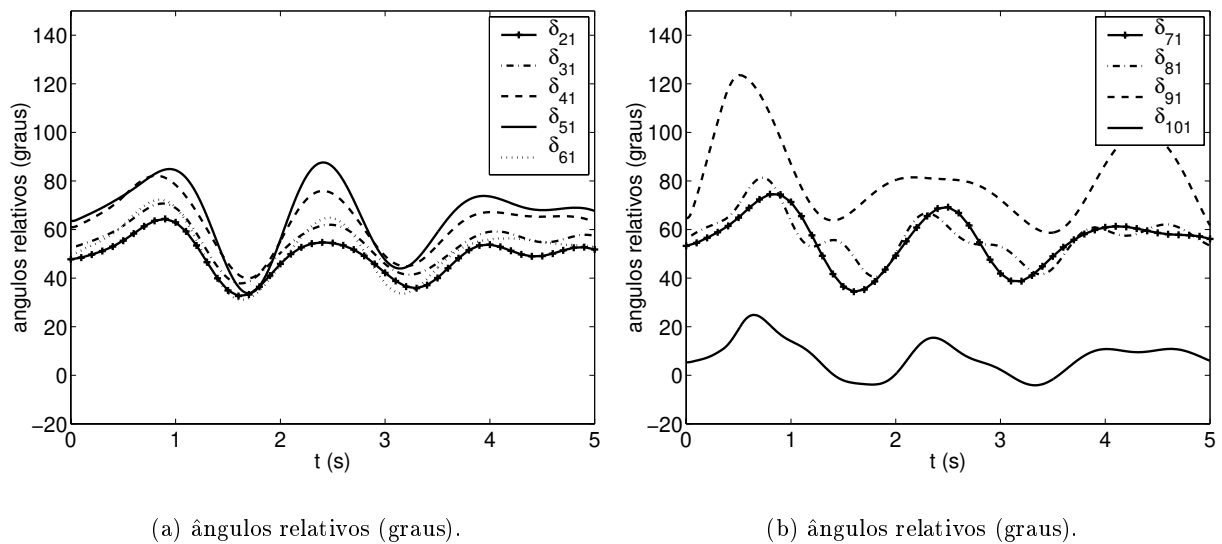


Figura 6.43: Ângulos relativos – sem controle vetorial.

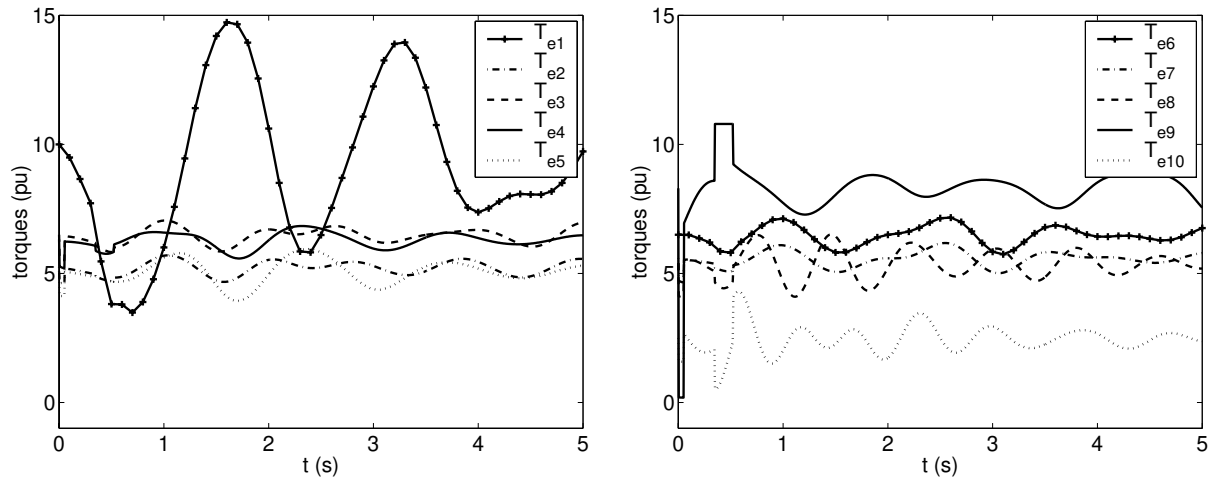
**STATCOM:** As Figuras 6.44 e 6.45 e as Figuras 6.46 e 6.47 mostram as variáveis dos geradores síncronos e do STATCOM, respectivamente, para o controle vetorial torque de referência executado por um STATCOM conectado na barra terminal do gerador 9.



(a) ângulos relativos (graus).

(b) ângulos relativos (graus).

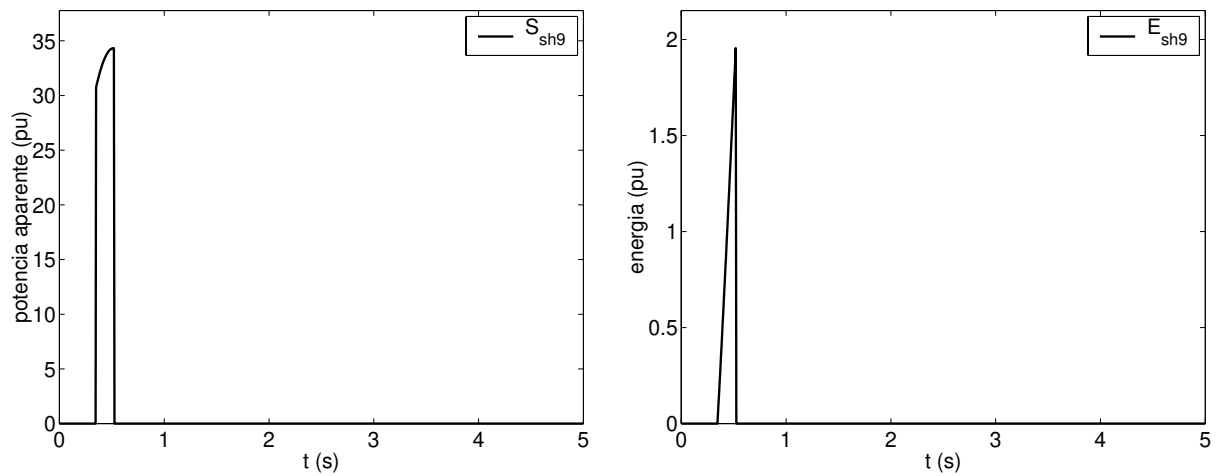
Figura 6.44: Variáveis dos geradores com controle vetorial torque de referência – STATCOM.



(a) torques eletromagnéticos (pu).

(b) torques eletromagnéticos (pu).

Figura 6.45: Variáveis dos geradores com controle vetorial torque de referência – STATCOM.



(a) potência aparente (pu).

(b) energia trocada com a rede (pu).

Figura 6.46: Variáveis do STATCOM – potência aparente/energia trocada com a rede.

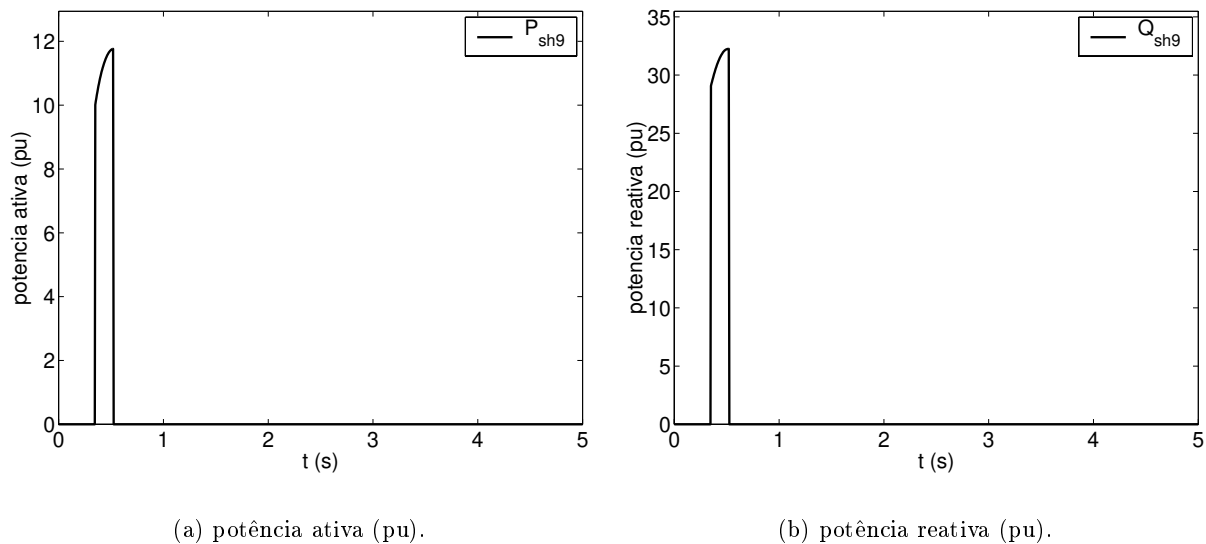


Figura 6.47: Variáveis do STATCOM – potência ativa/potência reativa.

Observa-se que com a aplicação do controle vetorial, usando um STATCOM, o sistema torna-se estável. Também verifica-se que o amortecimento geral do sistema é melhor.

Os instantes de início e de término do controle vetorial são: 345 ms e 520 ms, respectivamente, portanto o tempo de atuação total é 175 ms. Observa-se que, durante a execução do controle vetorial, o torque do gerador 9 mantém-se constante no valor de referência em 10,8 pu. Nesse caso é necessário aplicar o fator de segurança torque mínimo ( $GT_{min}$ ) para determinar o torque de referência de entrada para o controlador vetorial, pois o valor do torque elétrico do gerador 9 no instante de detecção do ponto de máximo é de apenas 8,6 pu. Em relação às respostas de torque dos demais geradores, observa-se que as dos geradores 8 e 10 são as mais influenciadas, principalmente a do gerador 10, pois sua constante de inércia é maior que a do gerador 8. As respostas de potência e de energia do STATCOM são exibidas nas Figuras 6.46 e 6.47. O valor de pico de potência aparente exigido do FACTS para realizar o controle vetorial de forma a aumentar a margem de estabilidade transitória desta contingência em 40% é bem elevado, 3430 MVA.

**UPFCSH:** As Figuras 6.48 e 6.49 e as Figuras 6.50 a 6.53 mostram as variáveis dos geradores síncronos e do UPFCSH, respectivamente, para o controle vetorial torque de referência executado por um UPFCSH, cujo conversor em derivação está conectado na barra terminal do gerador 9 e o conversor série está conectado no ramo 29-38.

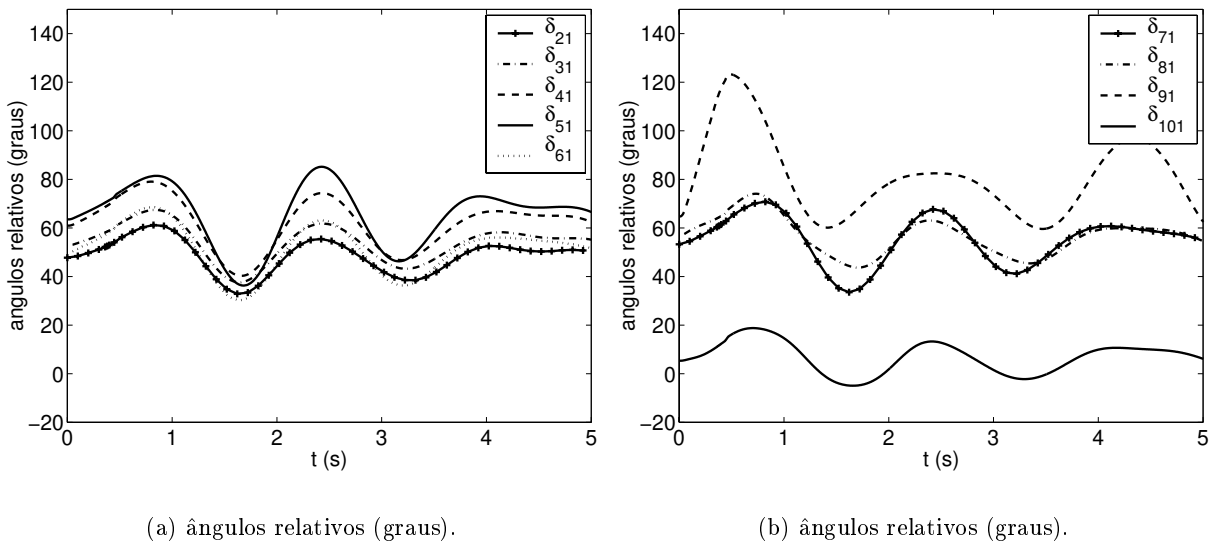


Figura 6.48: Variáveis dos geradores com controle vetorial torque de referência – UPFCSH.

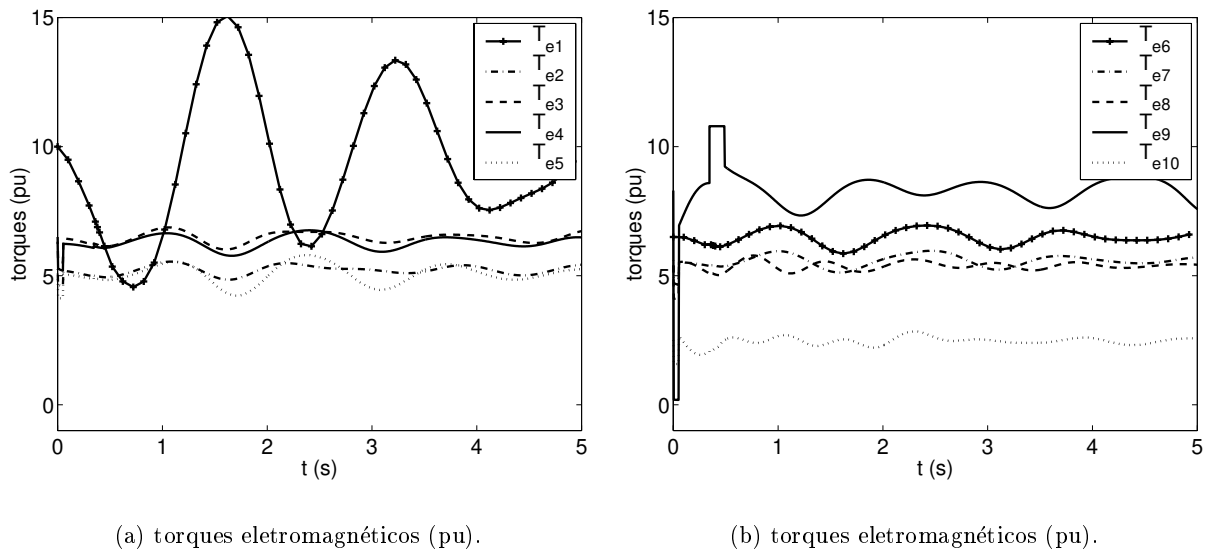
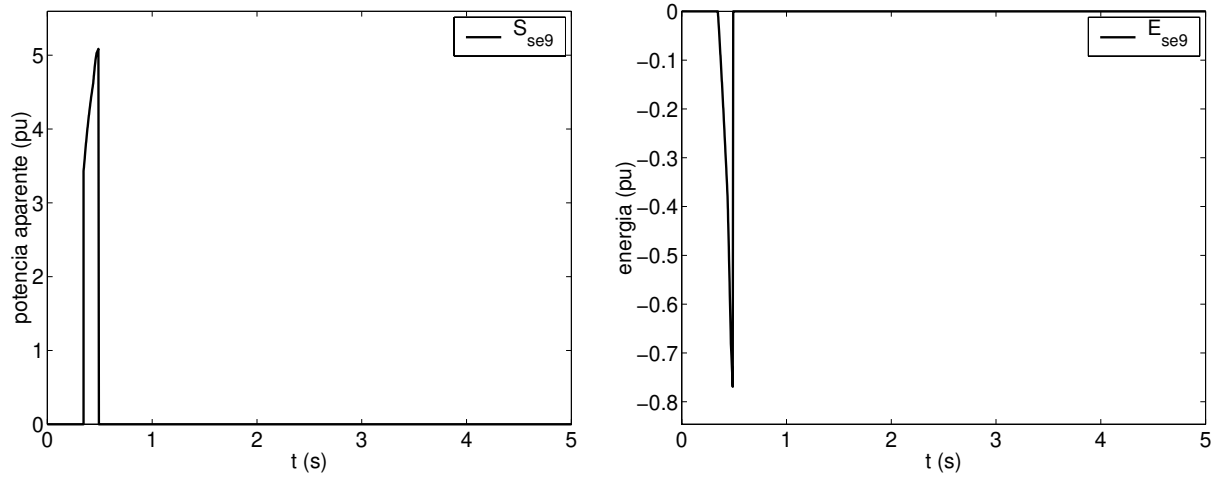


Figura 6.49: Variáveis dos geradores com controle vetorial torque de referência – UPFCSH.

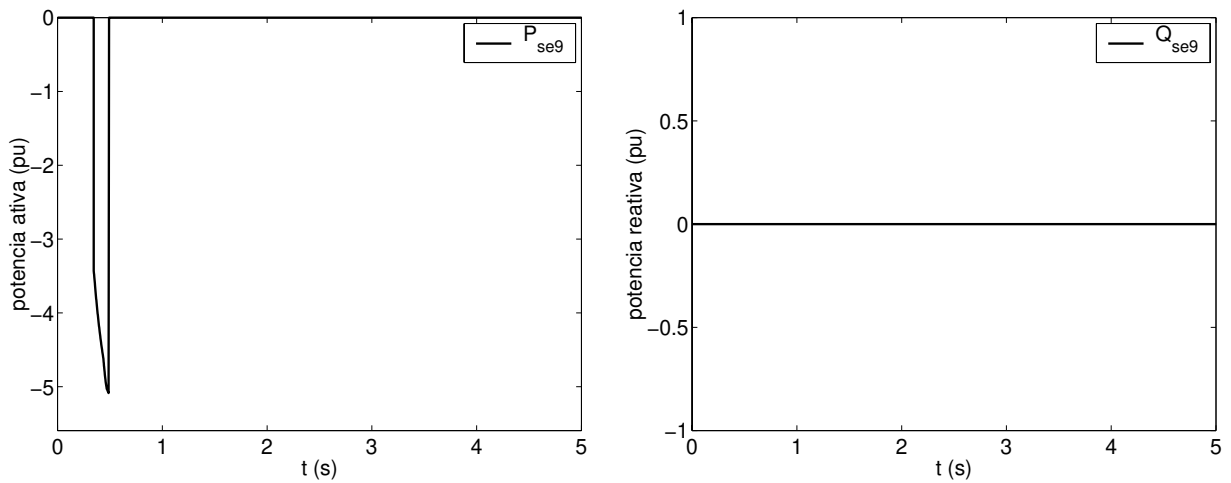
As figuras mostram que usando um UPFCSH o sistema torna-se estável, bem como o amortecimento do sistema melhora. O tempo de atuação total é 145 ms, entre 345 ms e 490 ms. Observa-se que, durante a execução do controle vetorial, o torque do gerador 9 mantém-se constante no valor de referência, 10,8 pu, e que as demais saídas de torque não são influenciadas pelo controlador. Os valores necessários de potência aparente para o UPFCSH controlar a corrente do gerador 9 são elevados, 2280 MVA para o conversor em derivação e 510 MVA para o conversor série.



(a) potência aparente (pu).

(b) energia trocada com a rede (pu).

Figura 6.50: Variáveis do conversor série do UPFCSH – potência aparente/energia trocada com a rede.



(a) potência ativa (pu).

(b) potência reativa (pu).

Figura 6.51: Variáveis do conversor série do UPFCSH – potência ativa/potência reativa.

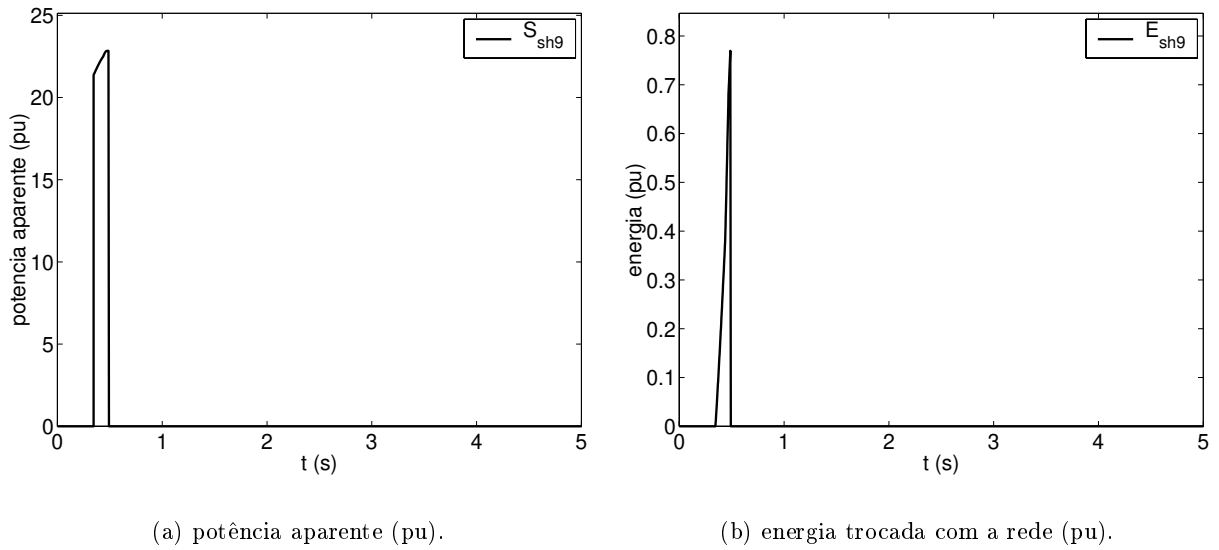


Figura 6.52: Variáveis do conversor em derivação do UPFCSH – potência aparente/energia trocada com a rede.

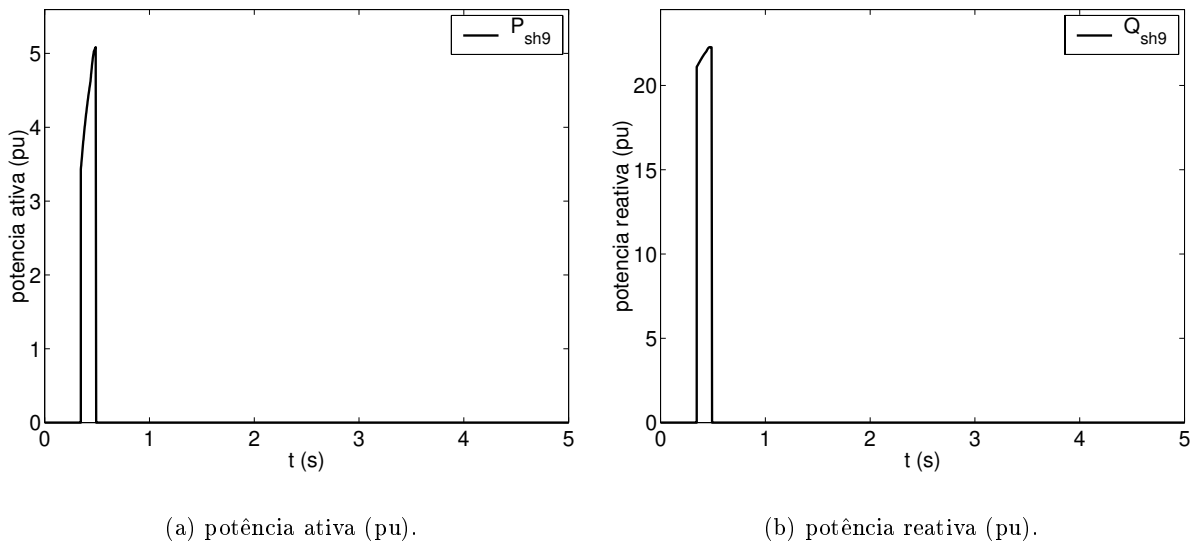


Figura 6.53: Variáveis do conversor em derivação do UPFCSH – potência ativa/potência reativa.

Deve-se ressaltar que, embora apenas um caso tenha sido apresentado no sistema NEW ENGLAND, diversos casos foram simulados e constatou-se que sempre é possível melhorar a estabilidade transitória empregando o controle vetorial torque de referência executado por um STATCOM ou um UPFCSH, desde que implementado no gerador apropriado.

### 6.1.4 Análise da estratégia de controle vetorial via torque de referência

Com base nos resultados das simulações, alguns apresentados nas seções anteriores, verifica-se que a técnica de controle vetorial aplicada em geradores síncronos juntamente com a estratégia de controle torque de referência, usando o STATCOM ou o UPFCSH, pode melhorar a estabilidade transitória dos sistemas de energia elétrica. Entretanto, usando o SSSC ou o UPFCSE isso não é possível. O sucesso do UPFCSH em estabilizar o sistema é facilmente explicado, pois esse tipo de controlador praticamente não influencia as respostas de torque elétrico dos outros geradores e, por conseguinte, ao instalá-lo em máquinas apropriadas, pode-se aumentar a margem de estabilidade do sistema. Por outro lado, as demais implementações – STATCOM, SSSC e UPFCSE – influenciam bastante as respostas de torque dos geradores próximos. O sucesso do STATCOM pode ser explicado como segue. O STATCOM injeta energia na rede para realizar o controle vetorial, de forma que a máquina com maior inércia entre as mais próximas do controlador tem sua saída de torque diminuída. Sendo esta máquina a de maior inércia, sua aceleração é menor que a das outras máquinas, e mesmo que seu torque seja diminuído, aumentando sua aceleração, não ocorrem grandes separações angulares, tornando o sistema estável. Contudo, no caso do SSSC e do UPFCSE, a máquina com maior inércia da vizinhança do controlador vetorial tem o torque aumentado, fazendo que esta acelere ainda mais lentamente que as demais, ou mesmo desacelere, conseqüentemente, as separações angulares aumentam e o sistema torna-se instável. Outro fato observado é que, independentemente do controlador usado, a resposta de potência reativa é capacitiva, *i.e.* injeta-se potência reativa no sistema. Dessa forma, pode-se empregar bancos de capacitores chaveados eletronicamente juntamente com os equipamentos FACTS baseados em conversores estáticos de potência, de maneira a diminuir o custo de tais controladores.

## 6.2 Controle vetorial torque máximo

Nesta seção investiga-se a implementação do controle vetorial de geradores síncronos através da estratégia de controle torque máximo apresentada no Capítulo 5, empregando os diversos dispositivos FACTS. Como mencionado, essa estratégia prevê que a ação de controle pode ser encerrada por dois motivos: ou o desvio de velocidade do rotor é menor que  $fat_{\Delta\omega}$  ou o torque elétrico imposto ao gerador sob controle vetorial é menor que seu torque mecânico. Para facilitar a discussão, neste trabalho, a primeira situação é denominada *critério velocidade*, ao passo que a segunda situação é denominada *critério torque*. Os casos analisados são os mesmos da seção anterior, de forma que as diferentes características das duas estratégias de controle possam ser comparadas.

### 6.2.1 WSCC3

#### 6.2.1.1 Caso 1

O primeiro caso analisado é o mesmo da seção 6.1.1.1, mas por facilidade suas características e as respostas de ângulos relativos são repetidas a seguir:

- tipo de contingência: curto-circuito trifásico na barra 7.



- linha eliminada: 7-8.
- tempo crítico sem controle vetorial: 0,120 s.

Na Figura 6.54 têm-se as respostas de ângulos relativos para a eliminação da falta em 150 ms. Verifica-se que o sistema é instável, pois o gerador 2 acelera mais rapidamente que os demais geradores. A seguir, considera-se que apenas o gerador 2 possui um controlador vetorial e novamente há quatro casos para análise: o controle vetorial executado por um STATCOM, um SSSC, um UPFCSE ou um UPFCSH, nessa ordem.

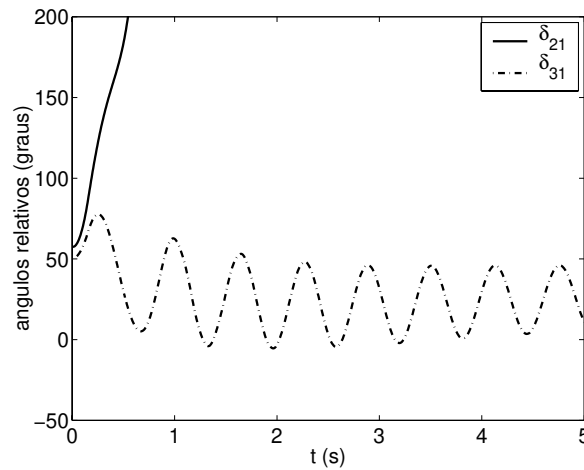


Figura 6.54: Ângulos relativos – sem controle vetorial.

**STATCOM:** A Figura 6.55 e as Figuras 6.56 e 6.57 mostram as variáveis dos geradores síncronos e do STATCOM, respectivamente, para o controle vetorial torque máximo executado por um STATCOM conectado na barra terminal do gerador 2.

Observa-se que a aplicação do controle vetorial torque máximo torna o sistema estável. Além disso, verifica-se, analisando a curva  $\delta_{31}$ , que o amortecimento do sistema é pouco modificado. O valor máximo da corrente injetada pelo STATCOM adotado é 3,5 pu, conseqüentemente o valor máximo de tensão sintetizada pelo conversor é 1,4 pu e a capacidade máxima requerida de potência aparente do STATCOM para realização do controle vetorial é 420 MVA. O motivo do término do controle vetorial é o critério torque e o tempo total de atuação é 90 ms.

Nota-se, na Figura 6.57(a), que no instante inicial do controle vetorial o STATCOM retira energia da rede por um breve período e na seqüência passa a injetar energia nesta. Esse pequeno consumo de potência ativa é explicado em parte pelo valor reduzido de tensão terminal do gerador no instante inicial do controle, 5 ms após eliminação da falta. Todavia, esse comportamento é momentâneo, voltando o controlador em derivação a funcionar como no caso do controle vetorial torque de referência, ou seja, injetando energia no sistema.

Em relação ao torque elétrico imposto ao gerador 2 sob controle vetorial, percebe-se uma variação brusca no instante inicial do controle, o que pode ser bastante estressante em termos mecânicos para o rotor, e depois esse torque vai diminuindo até que o controle vetorial é encerrado.

Quanto às respostas de torque dos demais geradores, nota-se que o torque do gerador 1 é o mais afetado, tendo diminuído. Uma vantagem desse tipo de controle em comparação com a estratégia torque de referência é que, geralmente, o tempo de atuação é menor.

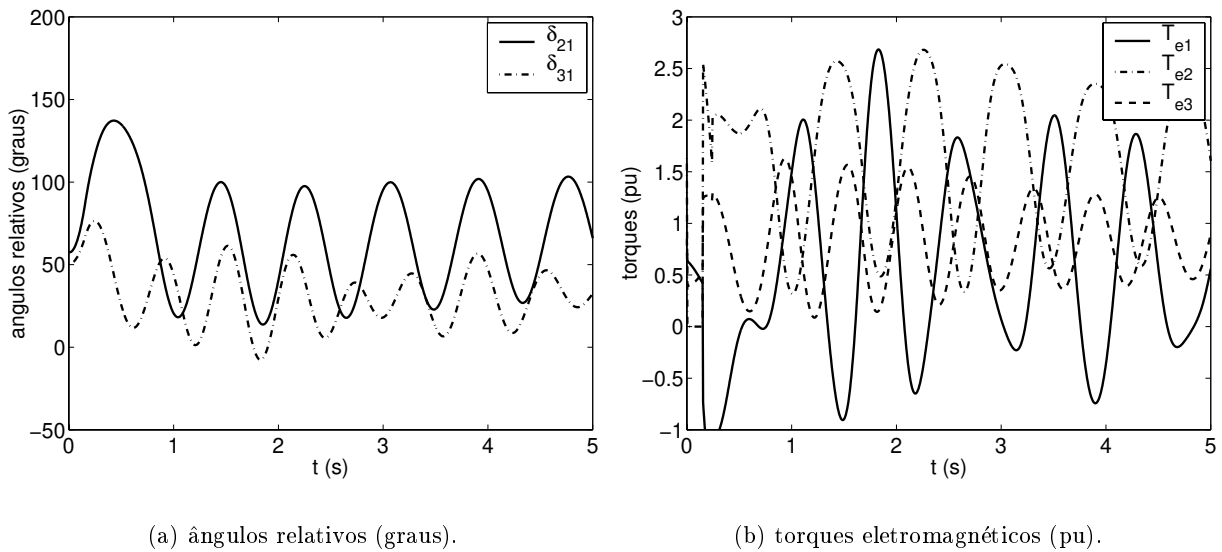


Figura 6.55: Variáveis dos geradores com controle vetorial torque máximo – STATCOM.

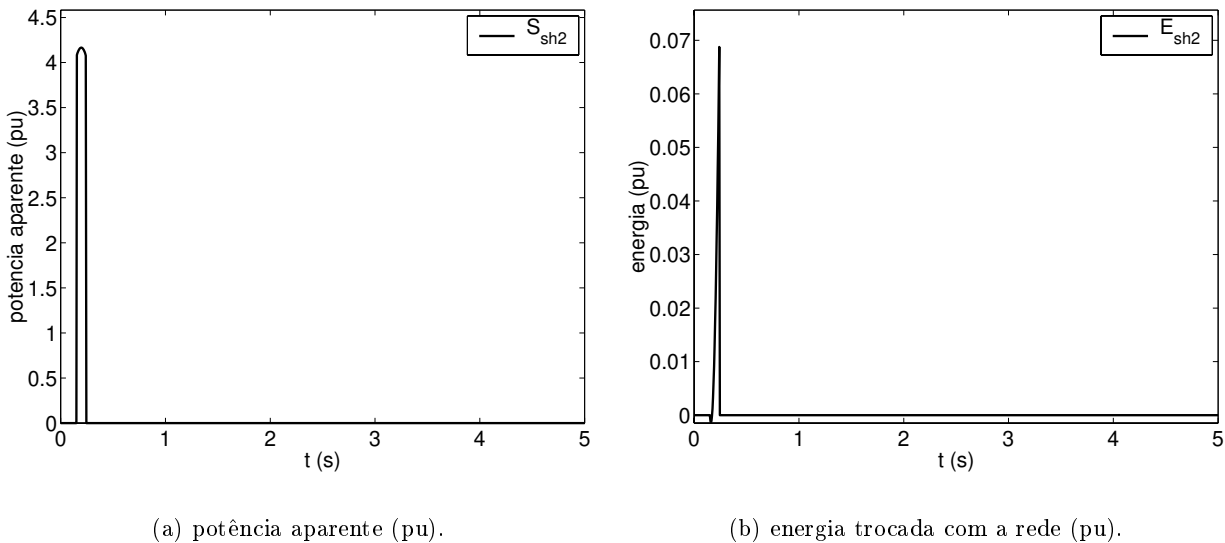
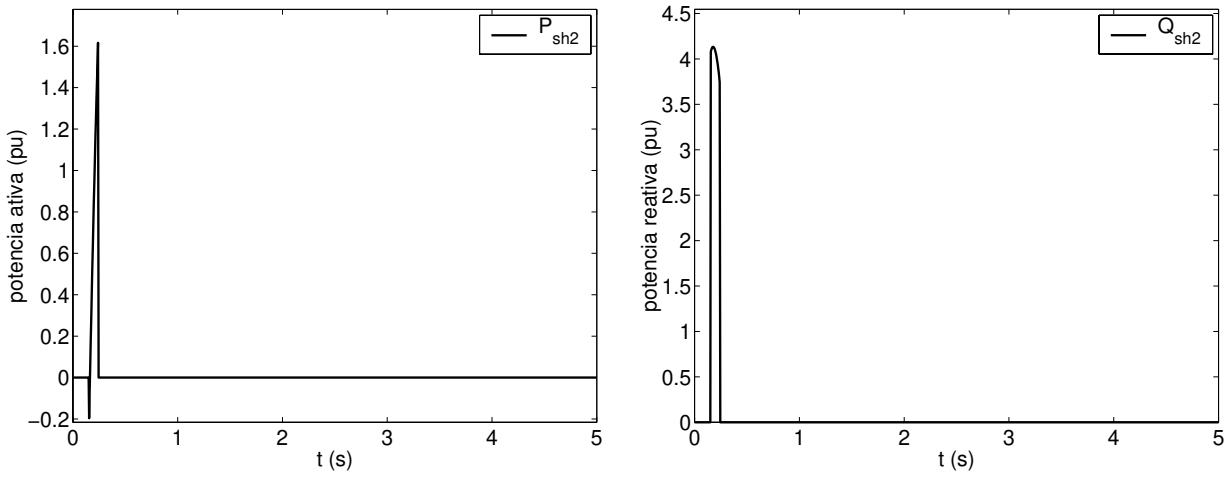


Figura 6.56: Variáveis do STATCOM – potência aparente/energia trocada com a rede.

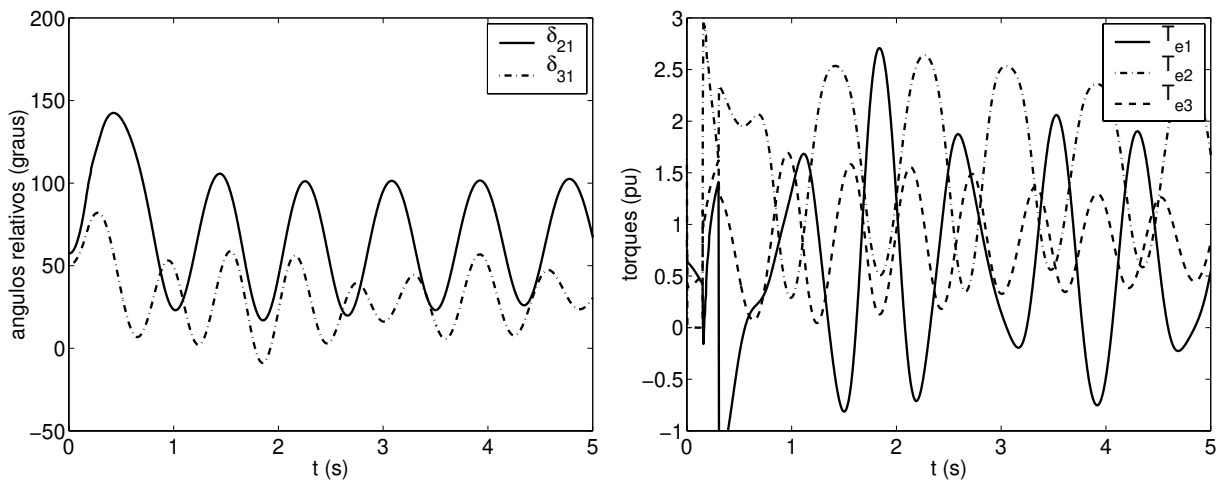


(a) potência ativa (pu).

(b) potência reativa (pu).

Figura 6.57: Variáveis do STATCOM – potência ativa/potência reativa.

**SSSC:** A Figura 6.58 e as Figuras 6.59 e 6.60 mostram as variáveis dos geradores síncronos e do SSSC, respectivamente, para o controle vetorial torque máximo realizado por um SSSC localizado entre a barra terminal do gerador 2 e a barra do lado de alta do transformador (ramo 2-7).

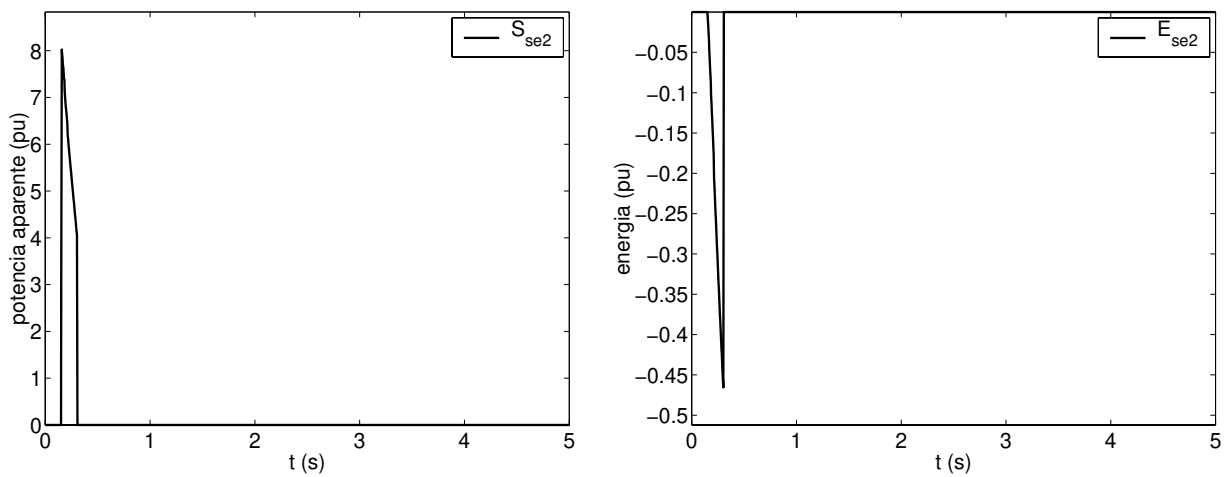


(a) ângulos relativos (graus).

(b) torques eletromagnéticos (pu).

Figura 6.58: Variáveis dos geradores com controle vetorial torque máximo – SSSC.

Constata-se que com a aplicação do controle vetorial torque máximo o sistema torna-se estável. O valor máximo adotado de tensão injetada pelo SSSC é 2,0 pu, sendo esse valor estabelecido impondo-se um limite de 17,5 pu para a corrente injetada ou retirada da rede e, dessa forma, o valor de potência aparente fica limitado em 800 MVA. Embora o SSSC injete energia na rede para executar o controle vetorial, fazendo o torque do gerador 1 aumentar, o sistema é estável. Isso em razão de o tempo de atuação do controlador ser muito pequeno, 150 ms. Logo, apesar do torque do gerador 1 ser afetado de forma adversa, essa perturbação persiste por um tempo reduzido o suficiente para não prejudicar a estabilidade do sistema. Neste caso o controle vetorial torque máximo é encerrado pelo critério velocidade. Também verifica-se que o torque do gerador sob ação do controlador vetorial sofre uma variação brusca no instante inicial do controle.



(a) potência aparente (pu).

(b) energia trocada com a rede (pu).

Figura 6.59: Variáveis do SSSC – potência aparente/energia trocada com a rede.

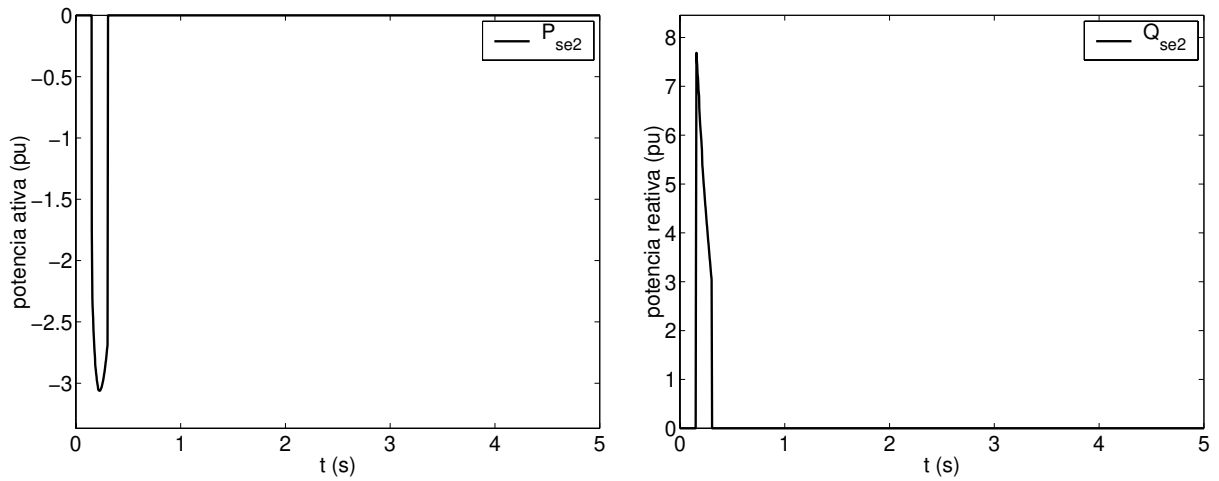


Figura 6.60: Variáveis do SSSC – potência ativa/potência reativa.

**UPFCSE:** A Figura 6.61 e as Figuras 6.62 a 6.65 mostram as variáveis dos geradores síncronos e do UPFC, respectivamente, para o controle vetorial torque de referência efetuado por um UPFCSE, cujo conversor em derivação está conectado na barra terminal do gerador 2 e o conversor série está conectado entre a barra terminal do gerador 2 e a barra do lado de alta do transformador (ramo 2-7).

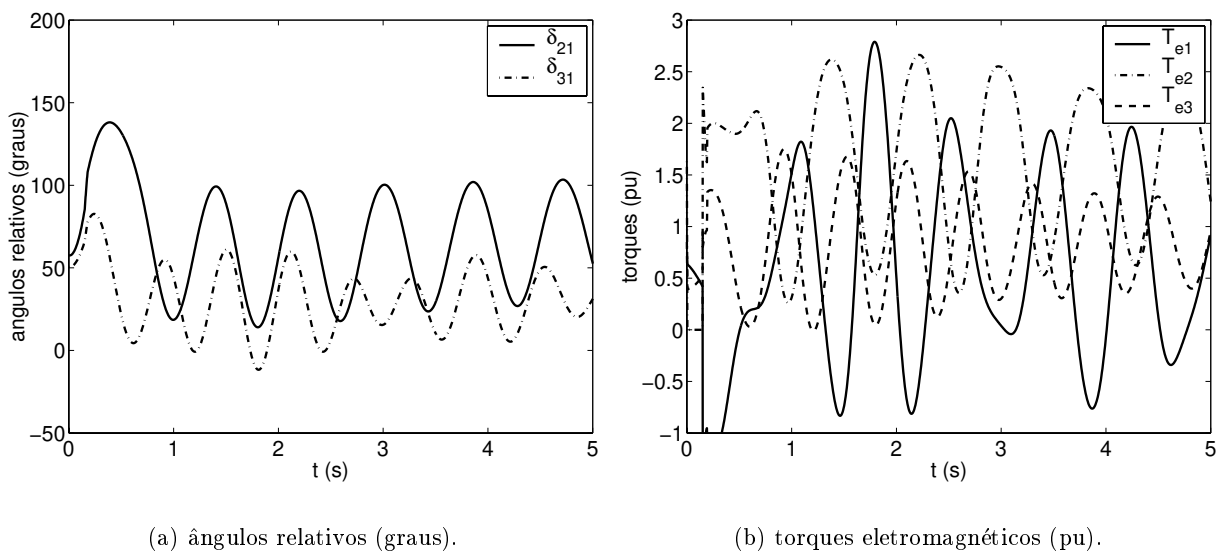


Figura 6.61: Variáveis dos geradores com controle vetorial torque máximo – UPFCSE.

Com base na Figura 6.61 observa-se que com a aplicação do controle vetorial torque máximo junto ao gerador 2, usando um UPFCSE, o sistema é estável. O limite de corrente adotado para o conversor série é 15 pu, refletindo em um limite de 1,7 pu na tensão sintetizada pelo conversor e de 805 MVA de potência aparente. O valor de pico de potência aparente exigido para o conversor em derivação efetuar o balanço de potência ativa é 350 MVA, sendo esse valor menor que o do conversor série. O término do controle vetorial ocorre em razão do critério torque e o tempo total de atuação do controlador é 40 ms. Novamente o sistema é estabilizado em virtude de o tempo de atuação ser pequeno o suficiente para não degradar a resposta de torque elétrico do gerador 1.

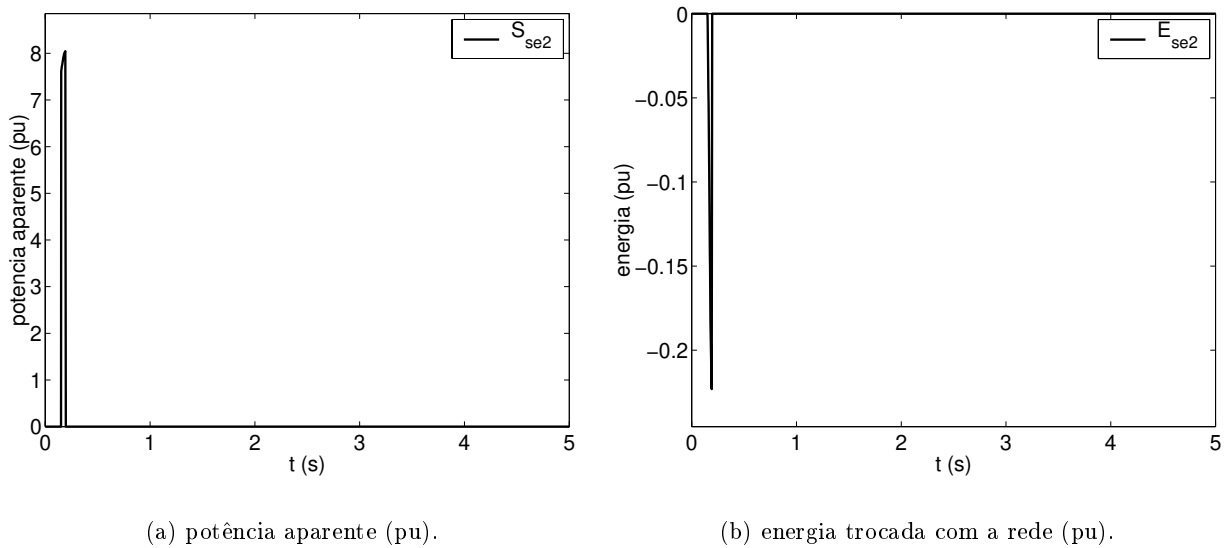
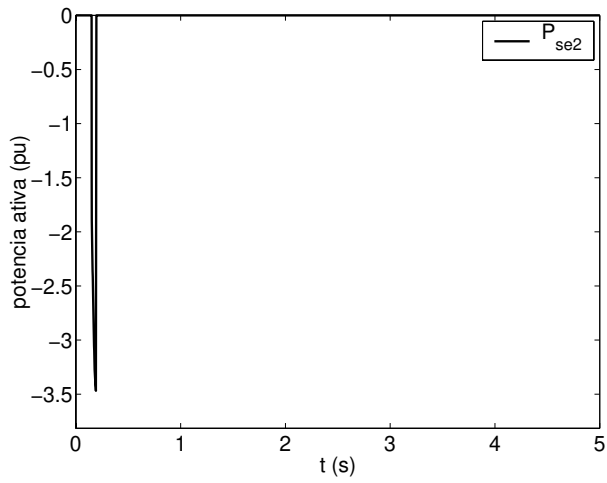
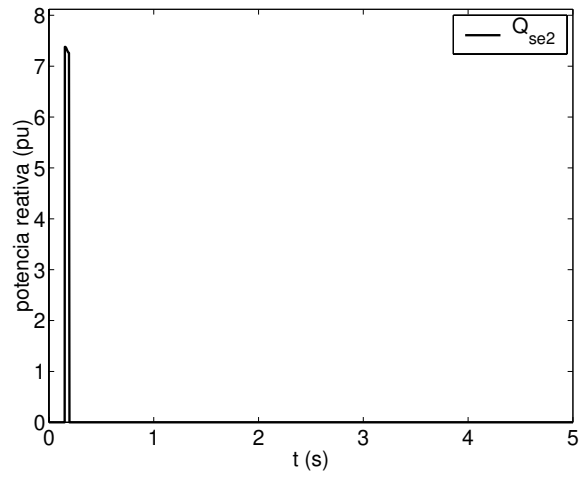


Figura 6.62: Variáveis do conversor série do UPFCSE – potência aparente/energia trocada com a rede.

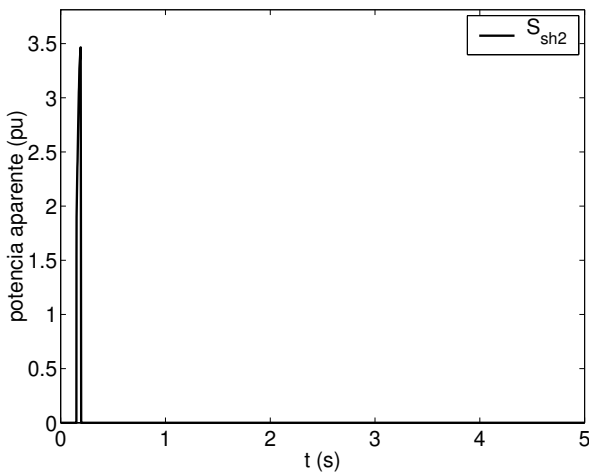


(a) potência ativa (pu).

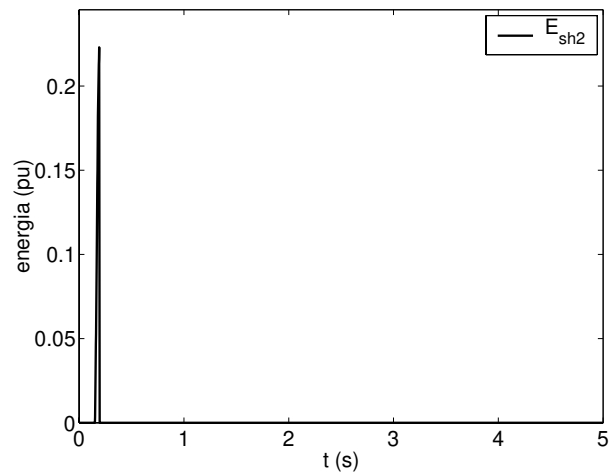


(b) potência reativa (pu).

Figura 6.63: Variáveis do conversor série do UPFCSE – potência ativa/potência reativa.



(a) potência aparente (pu).



(b) energia trocada com a rede (pu).

Figura 6.64: Variáveis do conversor em derivação do UPFCSE – potência aparente/energia trocada com a rede.

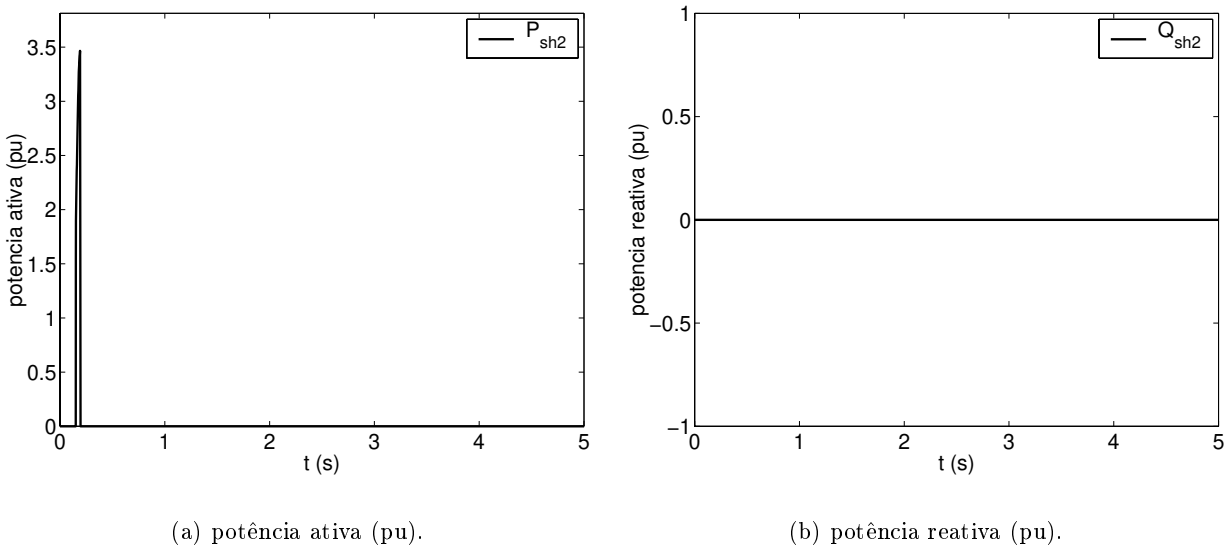


Figura 6.65: Variáveis do conversor em derivação do UPFCSE – potência ativa/potência reativa.

**UPFCSH:** A Figura 6.66 e as Figuras 6.67 a 6.70 mostram as variáveis dos geradores síncronos e do UPFC, respectivamente, para o controle vetorial torque de referência executado por um UPFCSH, cujo conversor em derivação está conectado na barra terminal do gerador 2 e o conversor série está conectado entre a barra terminal do gerador 2 e a barra do lado de alta do transformador (ramo 2-7).

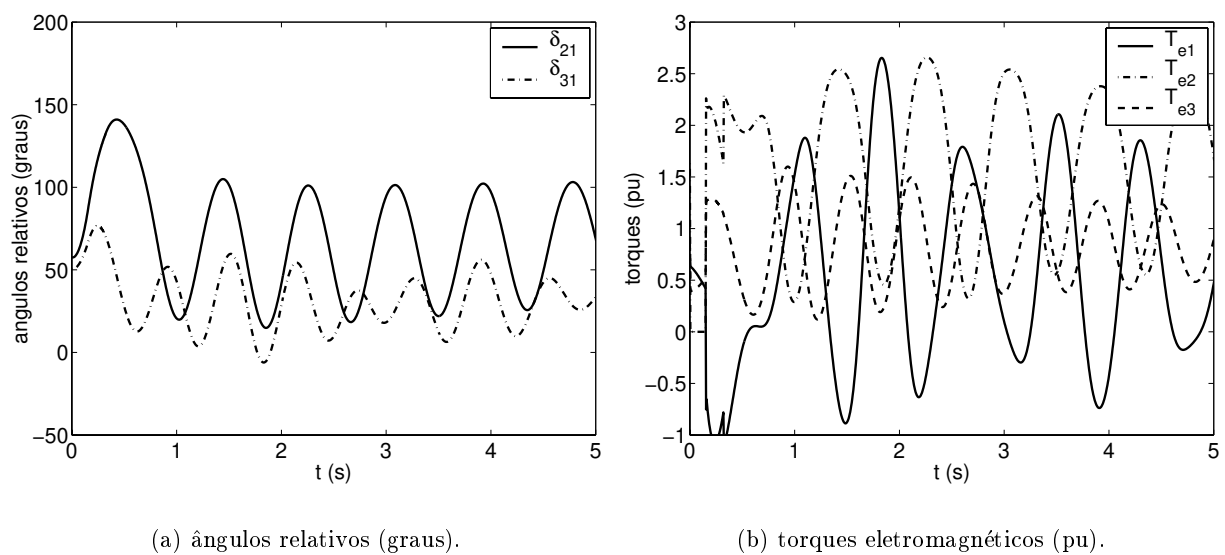


Figura 6.66: Variáveis dos geradores com controle vetorial torque máximo – UPFCSH.



Analisando a Figura 6.66 constata-se que com a aplicação do controle vetorial torque máximo junto ao gerador 2, efetuado por um UPFCSH, o sistema é estável. O limite de corrente injetada pelo conversor em derivação empregado é 3,0 pu, refletindo nos seguintes limites de tensão e de potência aparente do conversor em derivação: 1,4 pu e 390 MVA, respectivamente. O tempo de atuação do controlador é 170 ms e o motivo do término do controle é o critério velocidade. O valor necessário de potência aparente para o conversor série realizar o balanço de potência ativa é 215 MVA, sendo menor que o do conversor em derivação. Observa-se que, assim como no caso do STATCOM, inicialmente o conversor responsável pelo controle vetorial, conversor em derivação, retira energia do sistema e, após um breve instante, passa a injetar energia na rede, sendo que novamente a explicação para esse comportamento é o baixo valor da tensão terminal do gerador 2 no instante inicial do controle vetorial.

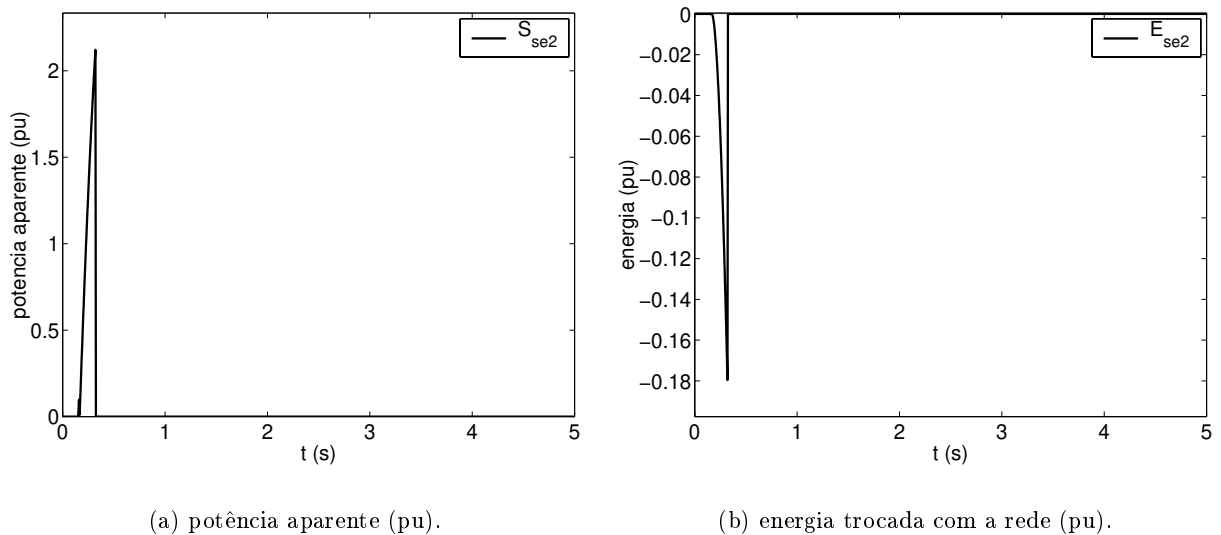
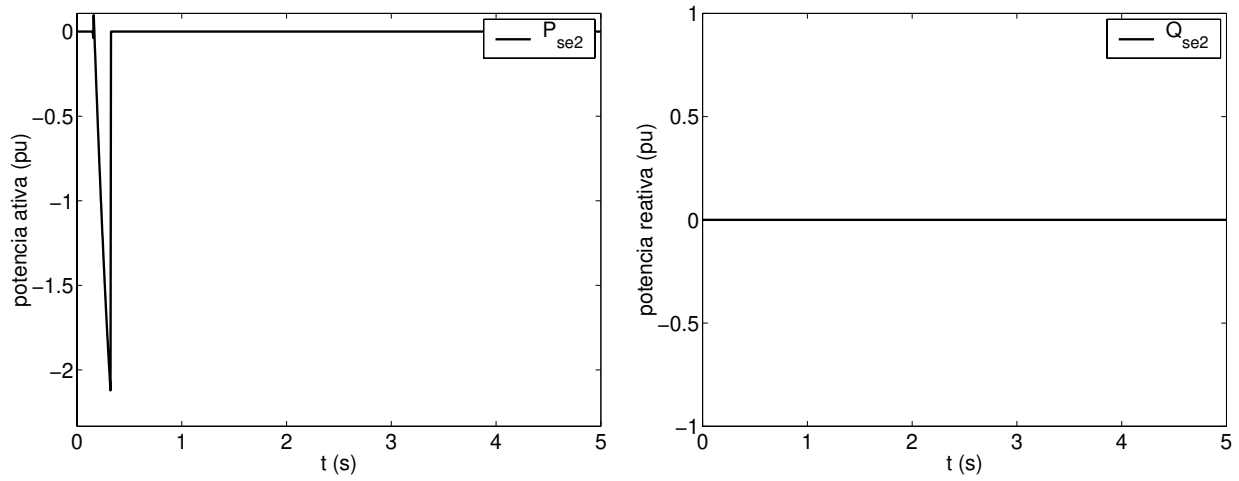


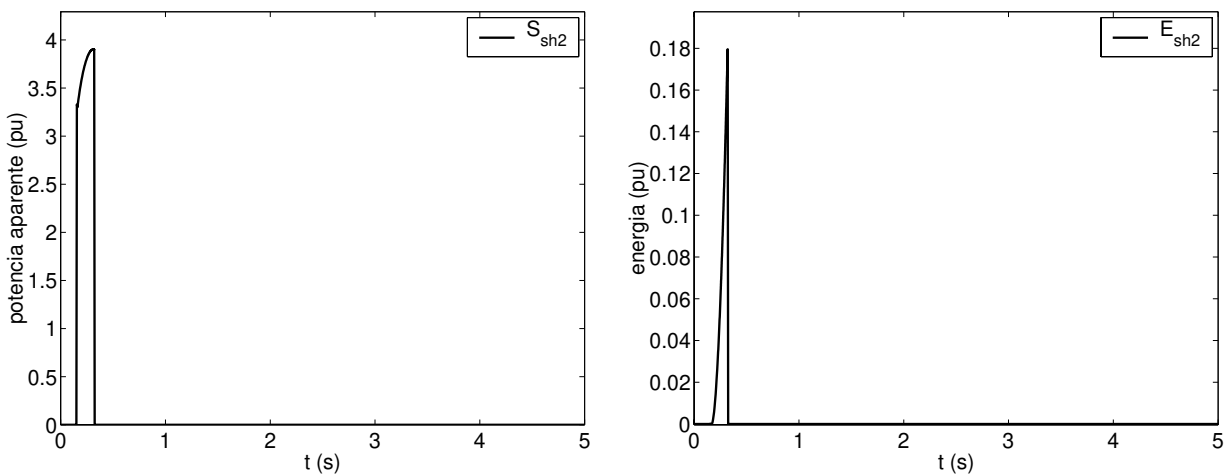
Figura 6.67: Variáveis do conversor série do UPFCSH – potência aparente/energia trocada com a rede.



(a) potência ativa (pu).

(b) potência reativa (pu).

Figura 6.68: Variáveis do conversor série do UPFCSH – potência ativa/potência reativa.



(a) potência aparente (pu).

(b) energia trocada com a rede (pu).

Figura 6.69: Variáveis do conversor em derivação do UPFCSH – potência aparente/energia trocada com a rede.

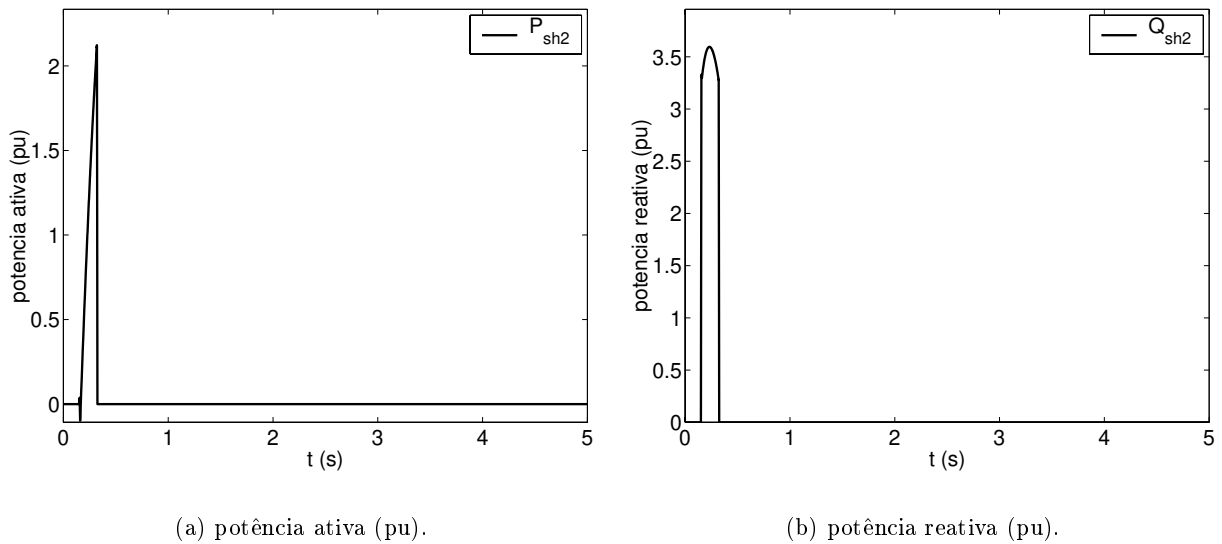


Figura 6.70: Variáveis do conversor em derivação do UPFCSH – potência ativa/potência reativa.

Embora para esta contingência o controle vetorial torque máximo efetuado por um UPFCSH tenha atuado de forma adequada, em diversos casos simulados não é possível aumentar o limite de estabilidade transitória empregando esse tipo de controlador. Nos casos estudados em que não há melhoria da estabilidade ocorre o seguinte fato: para valores pequenos no limite de corrente injetada pelo UPFCSH o controle atua por um curtíssimo período de tempo e é encerrado pelo critério torque antes de estabilizar o sistema. Ao se aumentar esse limite gradualmente até que o UPFCSH passe a estabilizar o sistema, observa-se que os valores no limite de corrente ficam elevados, aumentando a potência aparente do UPFCSH, e, principalmente, provocando uma variação muito grande no torque elétrico do gerador no instante inicial do controle vetorial e, conseqüentemente, resultando em uma solicitação mecânica do rotor inaceitável. Dessa forma, a configuração UPFCSH não será mais considerada para executar o controle vetorial torque máximo.

O comportamento do controle vetorial torque máximo, empregando um STATCOM, um SSSC ou um UPFCSE, para esta contingência, repetiu-se para todas as outras com saída simples possíveis no sistema WSCC3, ou seja, sempre é possível melhorar a estabilidade transitória empregando o controle vetorial de geradores síncronos, desde que o controlador apresente uma capacidade de potência aparente suficiente e seja instalado nos geradores adequados. O sucesso do controle vetorial torque máximo em estabilizar o sistema usando as configurações SSSC e UPFCSE deve-se ao breve tempo de atuação desse tipo de controle. Assim, mesmo que o controlador influencie de forma adversa os torques dos geradores sem controle vetorial, como o tempo de perturbação é pequeno, o efeito global é positivo.

Fazendo uma comparação, para esta contingência, das estratégias de controle torque de referência e torque máximo, empregando o STATCOM e o UPFCSH, verifica-se que a quantidade exigida de potência aparente do controlador e o tempo de atuação são menores no caso do torque máximo, como mostra a Tabela 6.3.

Tabela 6.3: Comparação entre as estratégias de controle torque de referência e torque máximo.

STATCOM				UPFCSH					
torque de referência		torque máximo		torque de referência			torque máximo		
MVA	t(s)	MVA	t(s)	MVA		t(s)	MVA		t(s)
				série	shunt		série	shunt	
945	0,225	420	0,090	330	750	0,225	215	390	0,170

Contudo, no caso do controle vetorial torque máximo o rotor do gerador sob controle é mais solicitado mecanicamente, em razão da grande variação do torque elétrico, ao passo que a aplicação do controle vetorial torque de referência leva a uma resposta de torque elétrico mais suave.

### 6.2.1.2 Um exemplo de aplicação do controle vetorial torque máximo

Assim como no caso da estratégia de controle torque de referência, executa-se a seguir um estudo, através de repetidas simulações, objetivando determinar a localização e o valor necessário de potência aparente do FACTS para aumentar em 25% as quatro menores margens de estabilidade transitória do sistema WSCC3. Para determinar essas margens, considera-se que o tempo de atuação dos dispositivos de proteção de todas as linhas são iguais e aplica-se a expressão 6.1. Os resultados dessa investigação são apresentados na Tabela 6.4.

Tabela 6.4: Aplicação do controle vetorial torque máximo para aumentar as margens de estabilidade transitória das contingências mais críticas do sistema WSCC3.

contingências	tempo (s)	gerador com controle	STATCOM		SSSC		UPFCSH		
			MVA	t(s)	MVA	t(s)	MVA		t(s)
							série	shunt	
barra de falta : 7	$t_{crit} = 0,080$	2	290	0,070	430	0,065	575	110	0,050
ramo eliminado: 7-5	$t_{elim} = 0,100$	3	—	—	—	—	—	—	—
barra de falta : 7	$t_{crit} = 0,120$	2	420	0,090	800	0,150	805	350	0,040
ramo eliminado: 7-8	$t_{elim} = 0,150$	3	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
barra de falta : 9	$t_{crit} = 0,140$	2	450	0,070	—	—	—	—	—
ramo eliminado: 9-6	$t_{elim} = 0,175$	3	365	0,135	—	—	—	—	—
barra de falta : 5	$t_{crit} = 0,160$	2	575	0,100	1230	0,040	1640	130	0,035
ramo eliminado: 7-5	$t_{elim} = 0,200$	3	450	0,035	—	—	—	—	—

Verifica-se que, dispondo de apenas um controlador vetorial, a única alternativa para melhorar em 25% as quatro piores margens de estabilidade transitória é um STATCOM instalado na barra terminal do gerador 2, cuja capacidade transitória (100 ms) necessária de potência aparente deve ser de 575 MVA. Comparando com a estratégia de controle torque de referência, constata-se que o valor de MVA diminui, de 945 para 575, e o tempo de sobrecarga do STATCOM também diminui, de 225 ms para 100 ms. Outro fato constatado é que no caso do controle vetorial torque máximo é mais importante que o controlador esteja na máquina mais crítica, senão o risco do sistema não estabilizar é alto. Isso pode ser observado no caso de um curto-circuito trifásico na barra 9, com

eliminação do ramo 9-6. Para esse caso as máquinas 2 e 3 aceleram mais que a máquina 1, e portanto para aumentar a margem em 25% empregando o SSSC ou o UPFCSE é necessário que ambos os geradores críticos possuam um controlador vetorial. Os valores necessários de potência aparente e os tempos de atuações para esse caso são apresentados na Tabela 6.5.

Tabela 6.5: Contingência: curto-circuito trifásico na barra 9, seguido pela eliminação do ramo 9-6 em 200 ms – geradores 2 e 3 com controle vetorial torque máximo.

gerador	SSSC		UPFCSE		
	MVA	t(s)	MVA		t(s)
			série	shunt	
2	645	0,100	1030	400	0,080
3	515		635	220	

### 6.2.2 NEW ENGLAND

Nesta seção investiga-se a aplicação do controle vetorial torque máximo no sistema NEW ENGLAND. A contingência analisada é a mesma apresentada na seção 6.1.3 e novamente o objetivo é aumentar a margem de estabilidade transitória dessa contingência em 40%. As características dessa falta e as respostas de ângulos relativos sem controle vetorial são repetidas a seguir:

- tipo de contingência: curto-circuito trifásico na barra 29.
- linha eliminada: 29-28.
- tempo crítico sem controle vetorial: 0,035 s.

Analisando a Figura 6.71 verifica-se que para um tempo de eliminação da falta de 50 ms a máquina 9 acelera mais rapidamente que as demais máquinas, levando o sistema à instabilidade. Portanto, para análise do controle vetorial torque máximo considera-se que apenas o gerador 9 possui um controlador vetorial. Assim, têm-se três casos para análise: o controle vetorial efetuado por um STATCOM, um SSSC ou um UPFCSE.

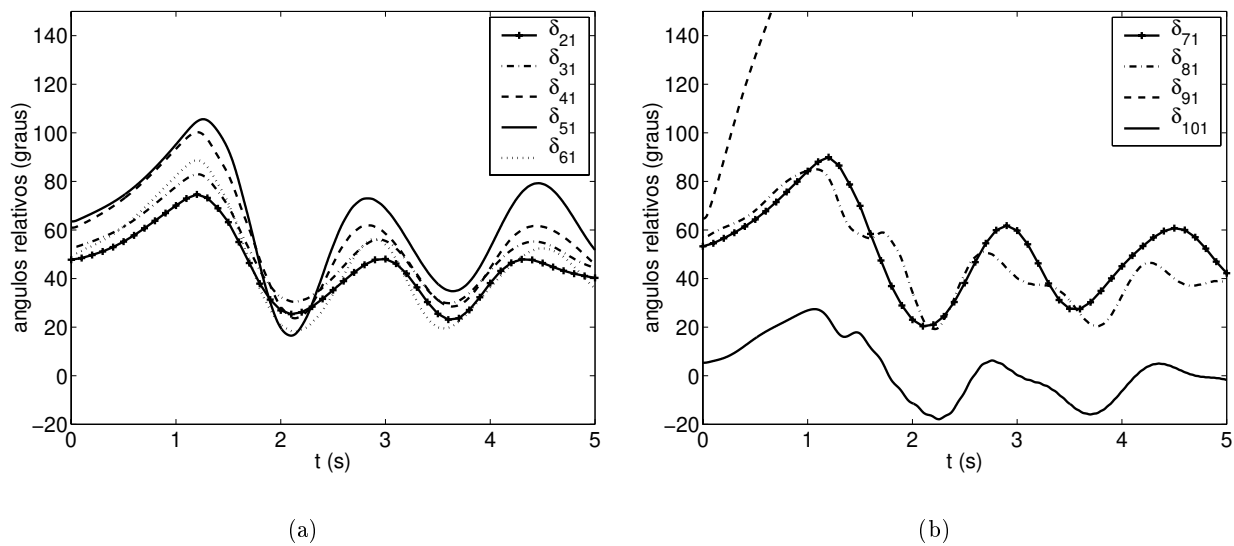


Figura 6.71: Ângulos relativos – sem controle vetorial.

**STATCOM:** As Figuras 6.72 e 6.73 e as Figuras 6.74 e 6.75 mostram as variáveis dos geradores síncronos e do STATCOM, respectivamente, para o controle vetorial torque máximo executado por um STATCOM conectado na barra terminal do gerador 9.

Analisando a Figura 6.72, verifica-se que o sistema torna-se estável com a utilização do controle vetorial torque máximo executado por um STATCOM junto ao gerador 9. Observa-se também que, embora a amplitude da primeira oscilação (*first-swing*) seja menor para o sistema, o mesmo não ocorre com as oscilações subseqüentes. Porém, aumentando o tempo de simulação para 10 segundos confirma-se que o sistema é estável. O valor máximo adotado para a corrente injetada pelo STATCOM é 14 pu, resultando em 2,2 pu de tensão máxima sintetizada pelo conversor e 2130 MVA de potência aparente. O tempo total de atuação é 170 ms e o motivo do término do controle é o critério torque.

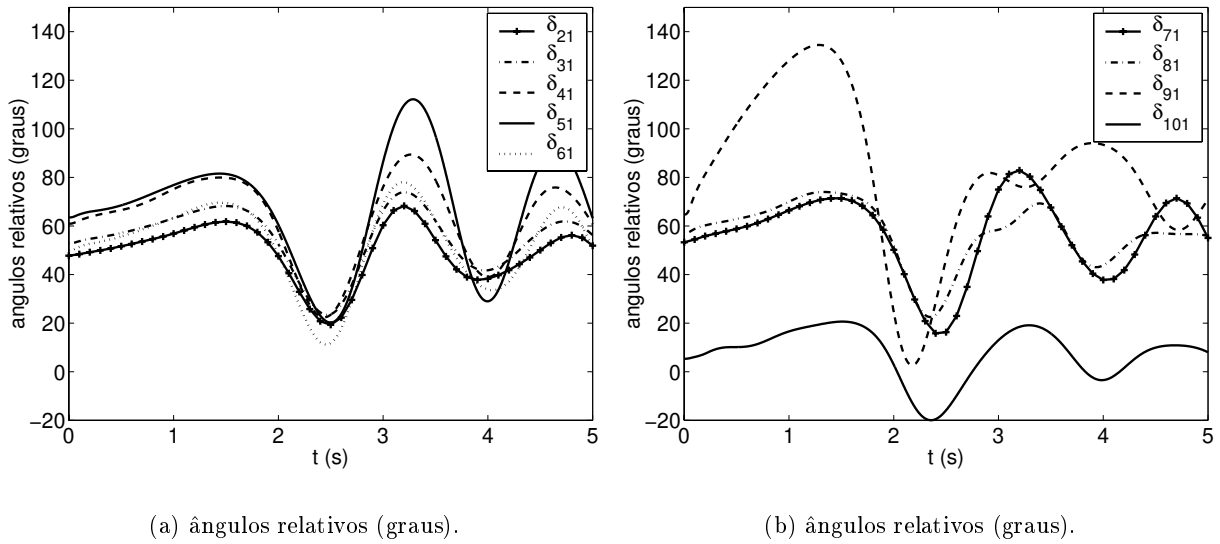


Figura 6.72: Variáveis dos geradores com controle vetorial torque máximo – STATCOM.

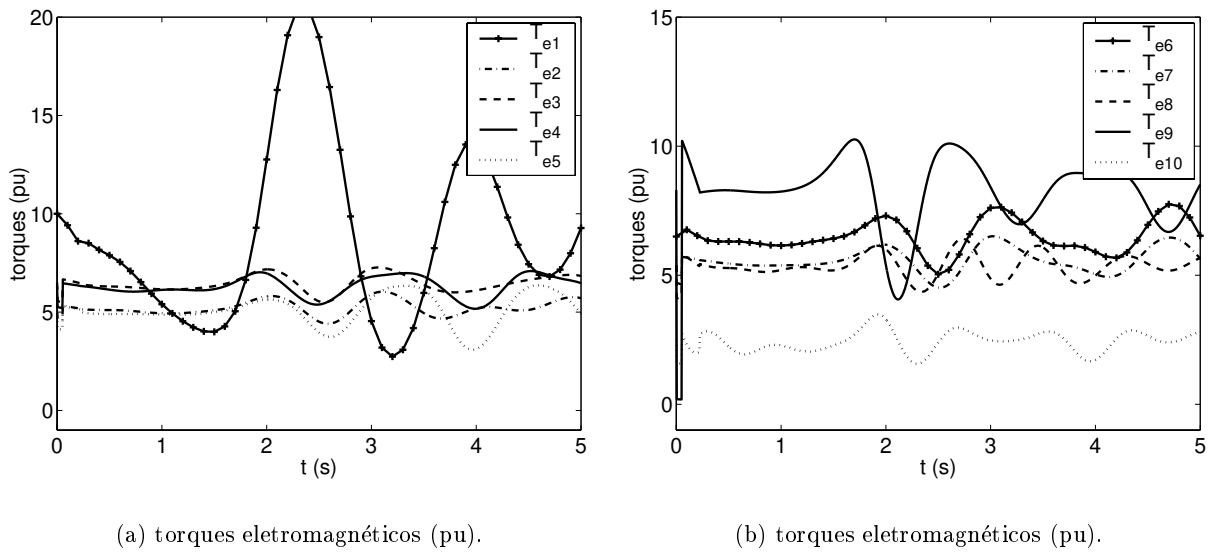
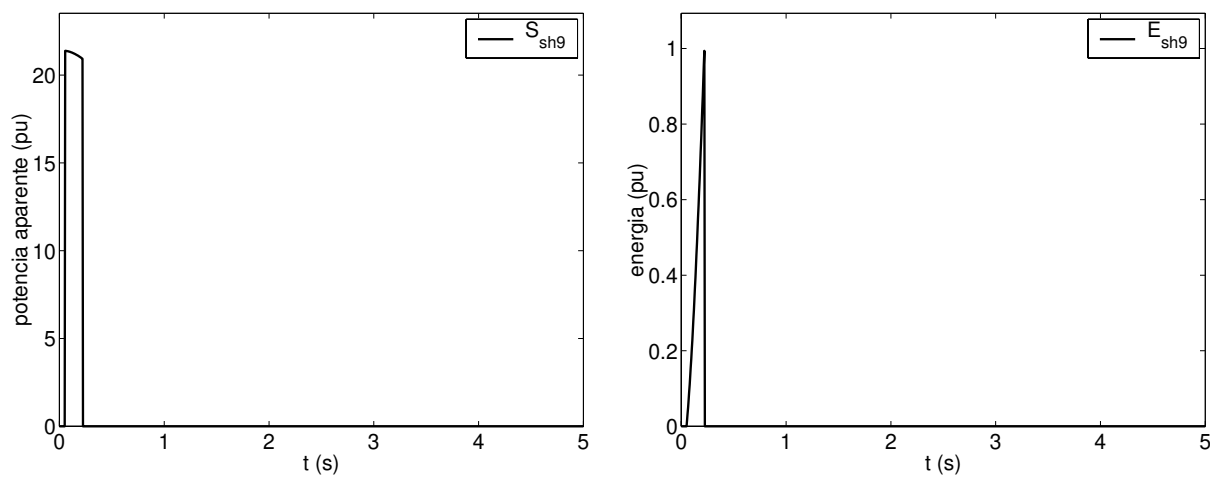


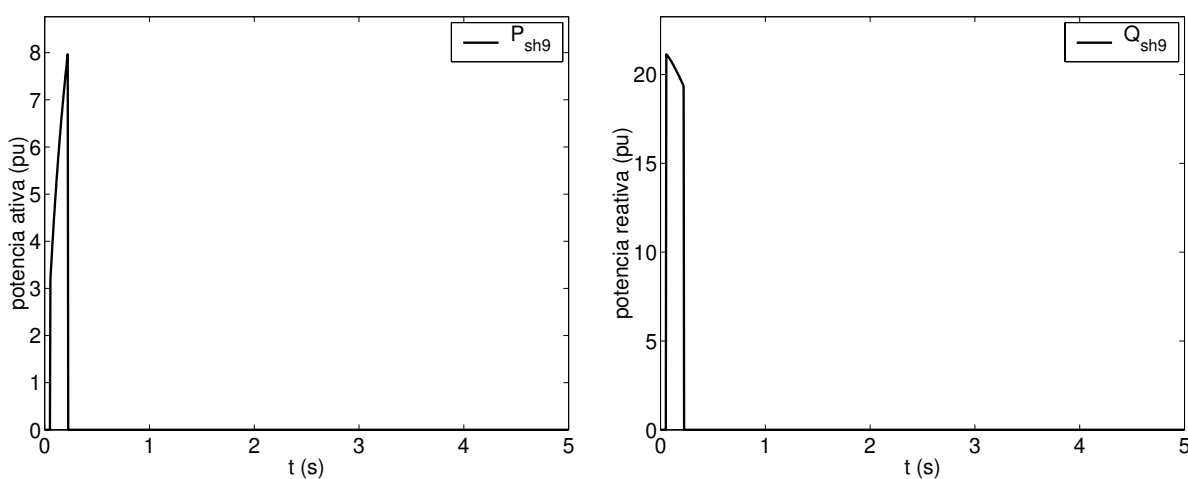
Figura 6.73: Variáveis dos geradores com controle vetorial torque máximo – STATCOM.



(a) potência aparente (pu).

(b) energia trocada com a rede (pu).

Figura 6.74: Variáveis do STATCOM – potência aparente/energia trocada com a rede.



(a) potência ativa (pu).

(b) potência reativa (pu).

Figura 6.75: Variáveis do STATCOM – potência ativa/potência reativa.

**SSSC:** As Figuras 6.76 e 6.77 e as Figuras 6.78 e 6.79 mostram as variáveis dos geradores síncronos e do SSSC, respectivamente, para o controle vetorial torque de referência executado por um SSSC localizado entre a barra terminal do gerador 9 e a barra do lado de alta do transformador (ramo 38-29).



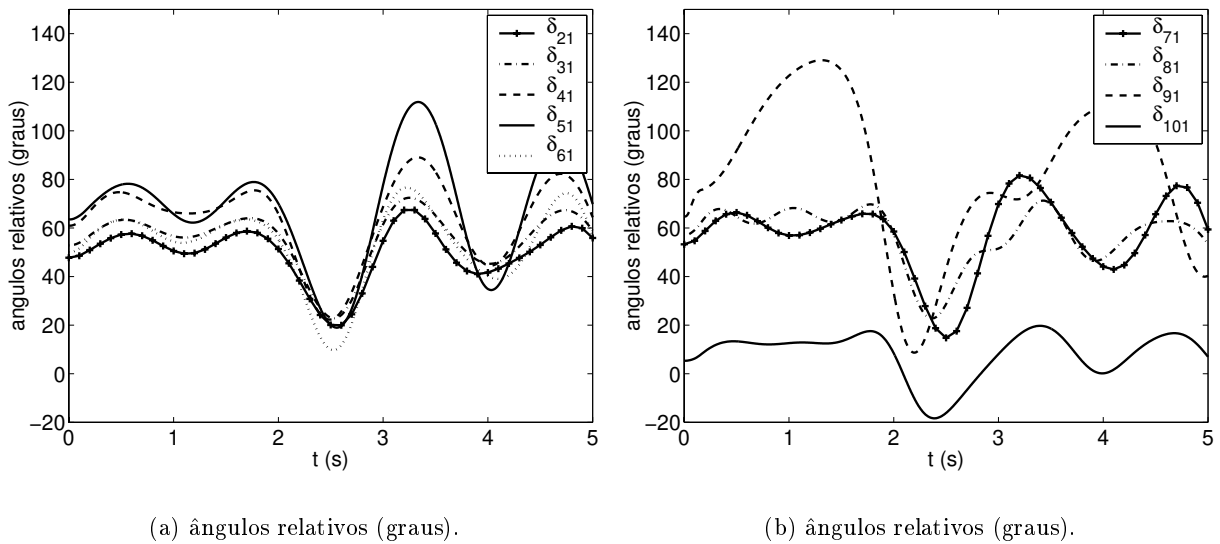


Figura 6.76: Variáveis dos geradores com controle vetorial torque máximo – SSSC.

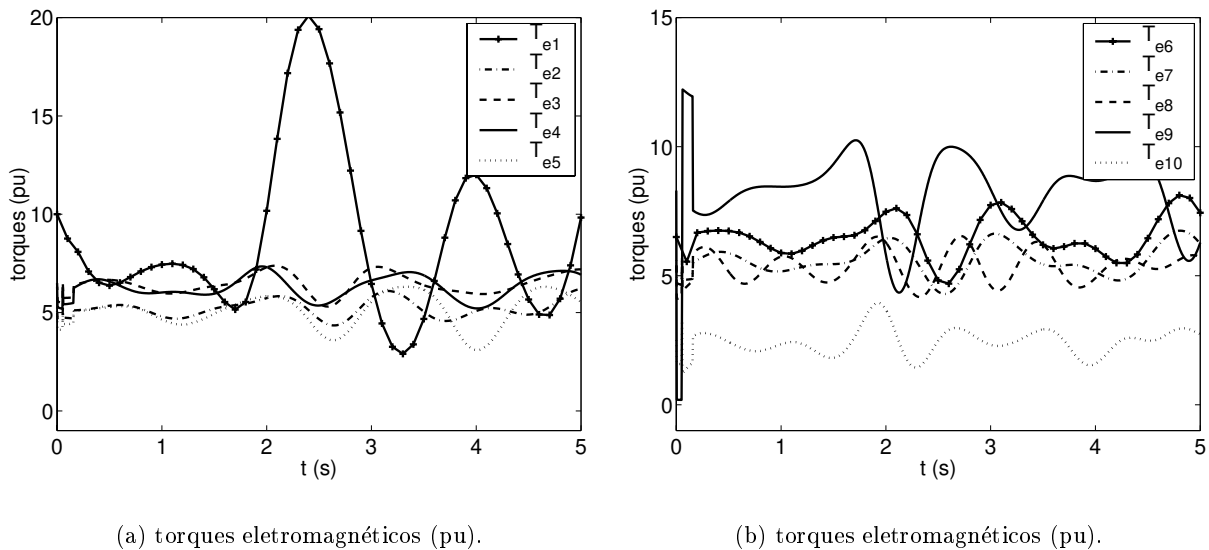
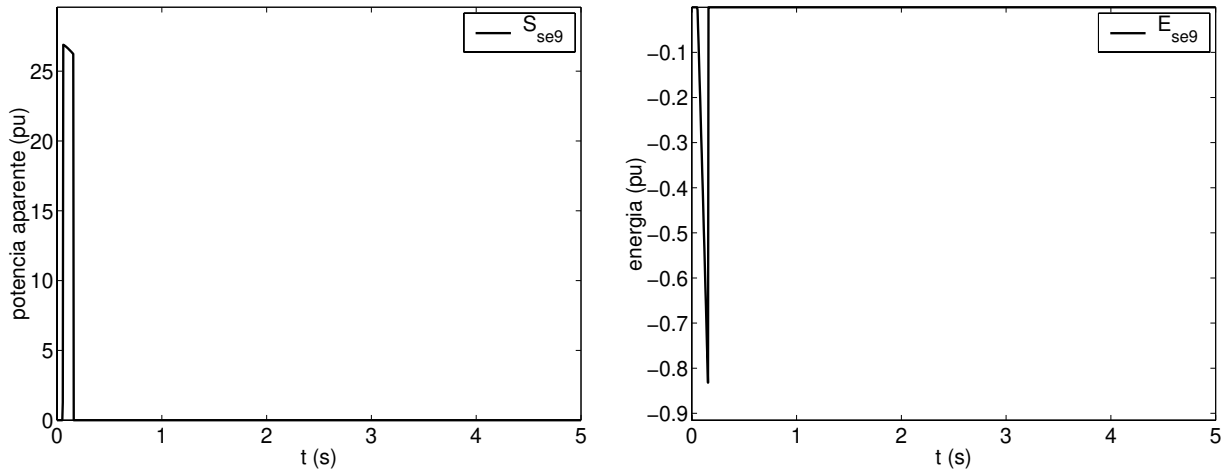


Figura 6.77: Variáveis dos geradores com controle vetorial torque de referência – SSSC.

Com base na Figura 6.76 constata-se que o sistema é estável. Analisando a resposta de torque elétrico do gerador 9, verifica-se que a variação brusca no instante inicial do controle é maior que no caso do controle torque máximo executado por um STATCOM. O limite de tensão fornecido pelo SSSC é fixado em 2,3 pu, resultando em uma potência aparente de 2690 MVA. O tempo total de atuação é 150 ms e o controle é encerrado em razão do critério velocidade. Em relação

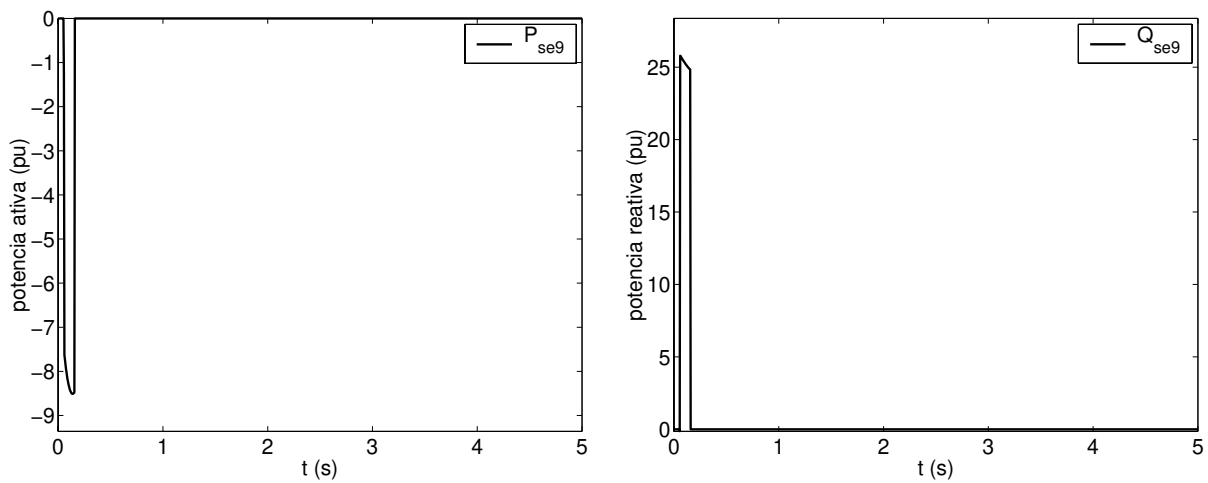
ao amortecimento das oscilações do sistema, valem as mesmas observações feitas para o caso do STATCOM.



(a) potência aparente (pu).

(b) energia trocada com a rede (pu).

Figura 6.78: Variáveis do SSSC – potência aparente/energia trocada com a rede.



(a) potência ativa (pu).

(b) potência reativa (pu).

Figura 6.79: Variáveis do SSSC – potência ativa/potência reativa.

**UPFCSE:** As Figuras 6.80 e 6.81 e as Figuras 6.82 a 6.85 mostram as variáveis dos geradores síncronos e do UPFC, respectivamente, para o controle vetorial torque de referência efetuado por um UPFCSE, cujo conversor em derivação está conectado na barra terminal do gerador 9 e o conversor série está conectado no ramo 38-29.

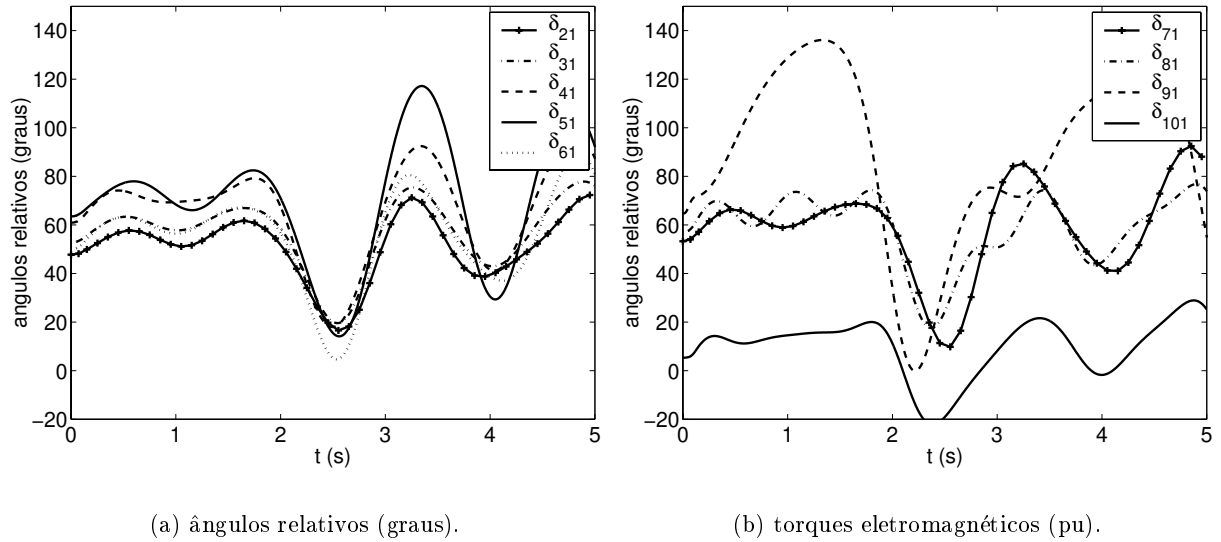


Figura 6.80: Variáveis dos geradores com controle vetorial torque máximo – UPFCSE.

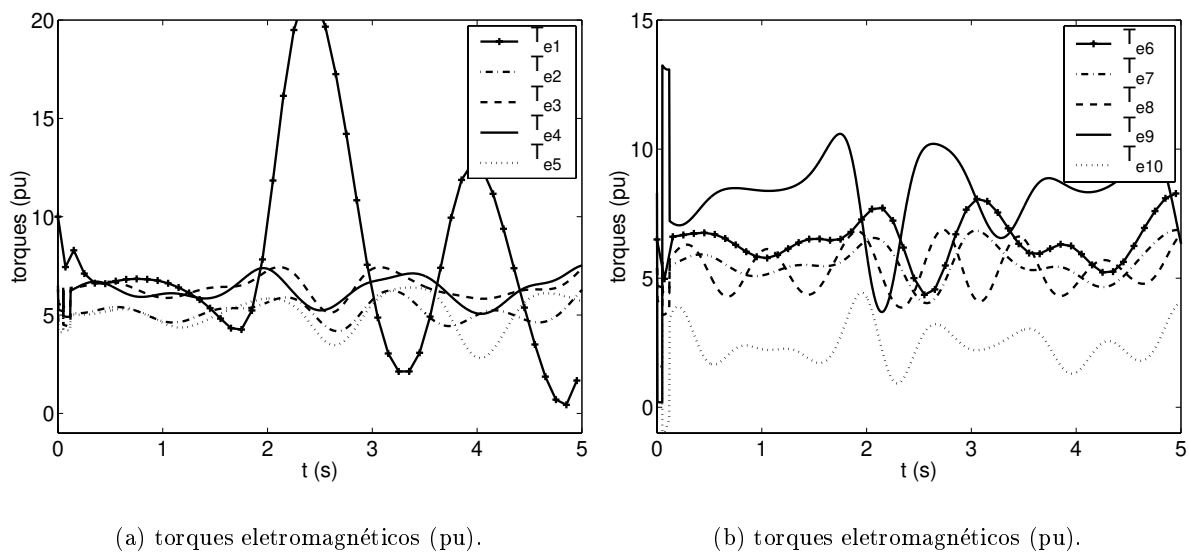
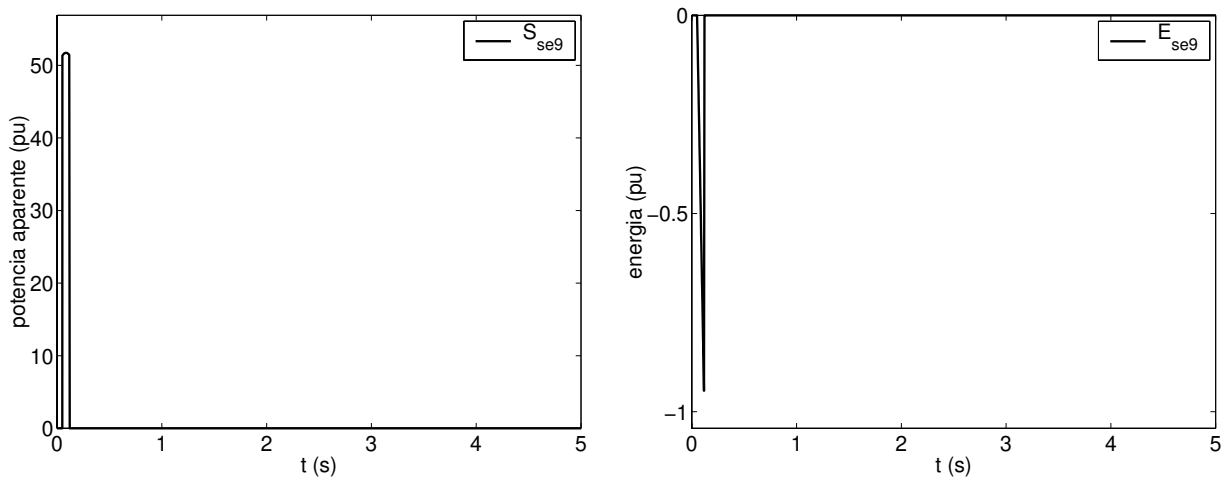


Figura 6.81: Variáveis dos geradores com controle vetorial torque máximo – UPFCSE.



(a) potência aparente (pu).

(b) energia trocada com a rede (pu).

Figura 6.82: Variáveis do conversor série do UPFCSE – potência aparente/energia trocada com a rede.

Observando a Figura 6.80 nota-se que com a aplicação do controle vetorial torque máximo o sistema é estável. As mesmas constatações feitas para o amortecimento do sistema no caso do SSSC e do STATCOM são válidas para este caso. O valor do limite adotado para a tensão é 2,95 pu, portanto as quantidades requeridas de potência dos conversores série e em derivação são: 5170 MVA e 1460 MVA, respectivamente. O tempo de atuação do controle é 65 ms e o encerramento ocorre pelo critério velocidade.

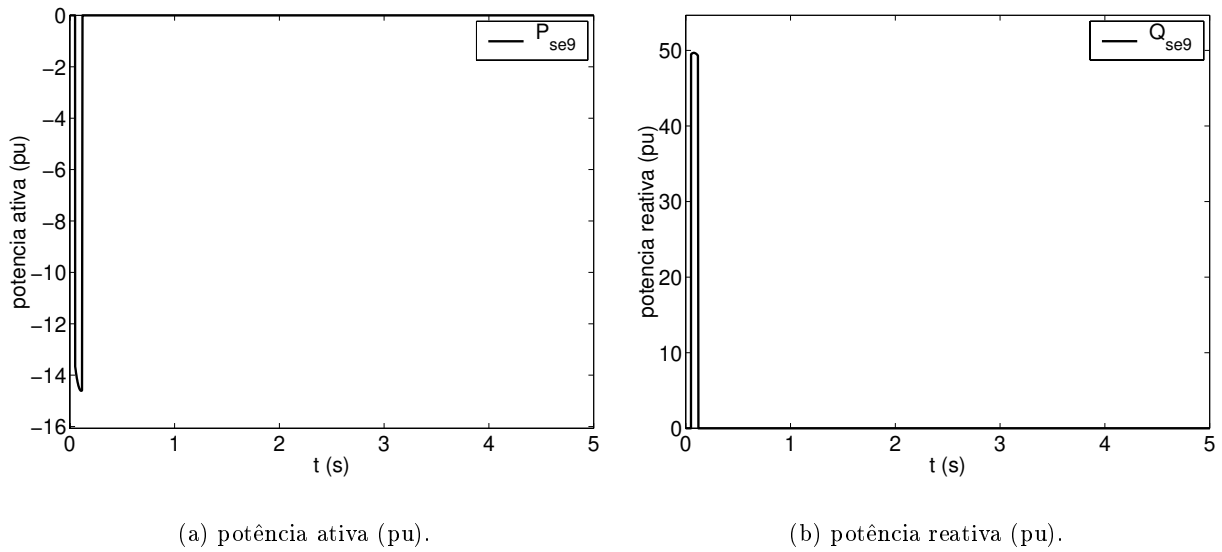


Figura 6.83: Variáveis do conversor série do UPFCSE – potência ativa/potência reativa.

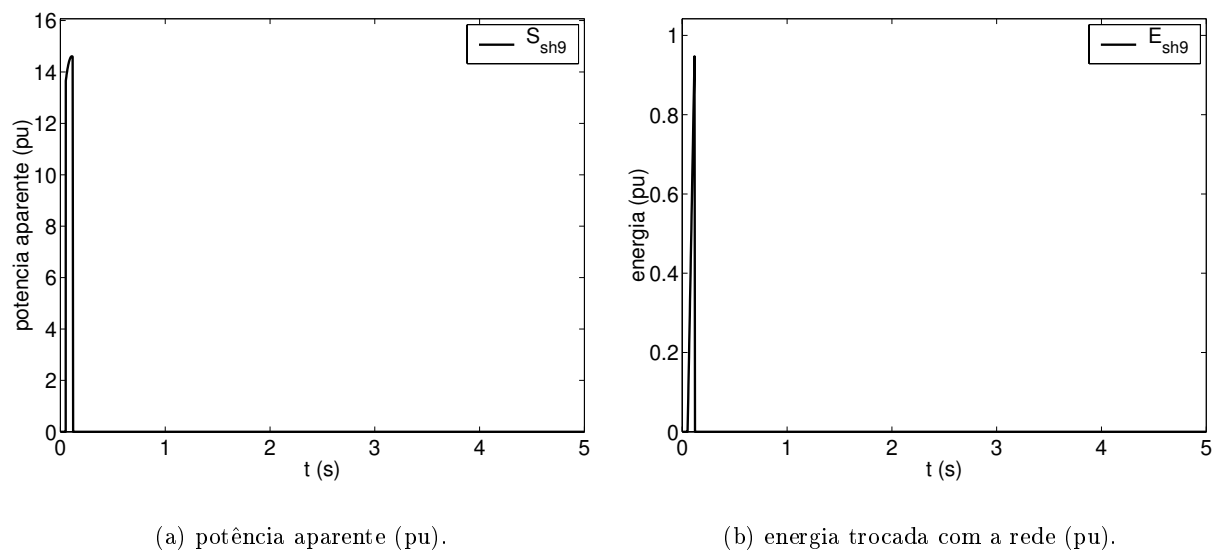


Figura 6.84: Variáveis do conversor em derivação do UPFCSE – potência aparente/energia trocada com a rede.

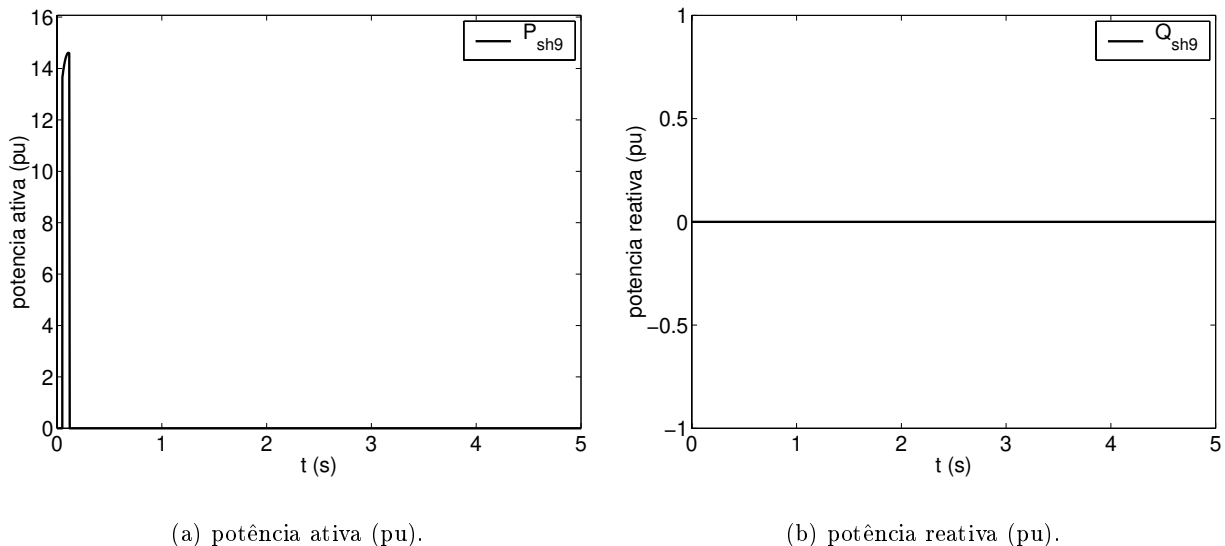


Figura 6.85: Variáveis do conversor em derivação do UPFCSE – potência ativa/potência reativa.

### 6.3 Uma comparação entre as estratégias de controle torque de referência e torque máximo

Nesta seção faz-se uma comparação geral entre as estratégias de controle torque de referência e torque máximo. As características examinadas são: valor máximo solicitado de potência aparente dos dispositivos FACTS, tempo de atuação dos controladores, influência no amortecimento do sistema e nos torques elétricos dos geradores sem controle vetorial, solicitação mecânica do rotor do gerador sob controle vetorial e importância da localização do gerador equipado com controle vetorial.

Em relação ao valor máximo necessário de potência aparente para os dispositivos FACTS efetuarem o controle vetorial, ambas as estratégias apresentam valores elevados, mas em geral com o uso do controle vetorial torque máximo esses valores são bem menores. Outro fator importante é o tempo de atuação, pois considera-se que durante o controle vetorial usa-se a capacidade de potência aparente transitória do dispositivo FACTS. Nesse quesito o controle vetorial torque máximo mostra-se melhor que o controle vetorial torque de referência. Os valores menores de tempo de atuação e de capacidade de MVA obtidos pela aplicação da estratégia de controle torque máximo são explicados por dois fatos. Primeiramente, com essa estratégia o controle inicia-se mais cedo, ou seja, os geradores aceleram menos e, conseqüentemente, menor é o tempo gasto na frenagem, por conseguinte menos energia é necessária. O segundo fato é que essa estratégia de controle pode ser encerrada antes que o desvio de velocidade do rotor alcance o valor desejado,  $fat_{\Delta\omega}$ , porém em geral a máquina é desacelerada o suficiente para não perder o sincronismo com o resto do sistema.

Analisando a influência do controlador vetorial sobre o torque dos demais geradores, constata-se que a estratégia de controle torque de referência implementada por um UPFCSE é a que menos

perturba o sistema, e além disso em todos os casos simulados o amortecimento do sistema melhora. Contudo, de maneira geral, sendo o tempo de atuação da estratégia torque máximo pequeno, a influência sob o resto do sistema também é reduzida. Entretanto, em vários casos o amortecimento do sistema piora, pois embora o gerador seja trazido para a região de atração, isso é feito de forma bastante brusca, resultando em maiores oscilações. Daí, também, advém o fato que o controle torque máximo solicita mais o rotor do gerador sob controle vetorial em termos mecânicos. Outra característica importante é que em casos simulados nos quais um grupo de geradores aceleram juntos mais rapidamente que o resto do sistema, verifica-se que, em geral, o emprego do controle vetorial torque de referência, usando um STATCOM ou um UPFCSH, em um desses geradores consegue estabilizar o sistema, ao passo que com a estratégia de controle torque máximo é necessário instalar o controlador em mais máquinas. Isso é constatado observando-se os resultados das Tabelas 6.2 e 6.4 para uma falta na barra 9, com eliminação do ramo 9-6.

## 6.4 Análise dos modelos dos dispositivos FACTS

Nesta seção demonstra-se a importância da equação diferencial de energia no processo de convergência das variáveis nos modelos dos dispositivos FACTS propostos. Discutem-se dois casos, sendo ambos para o UPFC, pois a simulação desse equipamento frequentemente apresenta problemas de convergência. O primeiro caso é bastante estressado em razão dos altos valores de potência aparente exigida do UPFC para realizar o controle vetorial torque de referência e o segundo caso é bem mais favorável. Porém, ambos apresentam diferenças nas respostas das variáveis do FACTS, assim como na resposta de torque elétrico do gerador sob controle, entre as situações com e sem equação de energia.

### 6.4.1 Caso 1

A contingência simulada é um curto circuito trifásico na barra 7 seguido pela eliminação do ramo 7-8 em 150 ms no sistema WSCC3. Adota-se a estratégia de controle torque de referência efetuada por um UPFCSE, cujo conversor em derivação está conectado na barra terminal do gerador 2 e o conversor série no ramo 2-7. O caso sem equação energia é simulado adotando a tolerância dessa variável em  $1 \times 10^6$  e o caso com equação energia essa tolerância é fixada em  $1 \times 10^{-6}$ . Esse é o mesmo caso simulado na seção 6.1.1.1. A seguir, têm-se as respostas de torque elétrico do gerador 2 para as duas situações. É importante destacar que, nesse caso, se durante o *loop* algébrico-diferencial opte-se por efetuar o *loop* algébrico completo há problemas de convergência por causa do pequeno valor das reatâncias dos transformadores em derivação e série do UPFC, levando a uma grande sensibilidade entre os fasores de tensão e de corrente fornecidos pelos conversores. Por conseguinte, é necessário, durante o *loop* algébrico-diferencial, realizar apenas uma iteração das variáveis algébricas. A Figura 6.86 exhibe a resposta de torque elétrico do gerador 2 para o caso com e sem a equação diferencial de energia, em que os pontos 1 e 2 indicam os instantes inicial e final do controle vetorial, respectivamente. Constata-se que no caso em que a equação diferencial de energia é desprezada o controle vetorial não funciona por problemas numéricos, *i.e.* o torque não é mantido em seu valor de referência. Fato que ocorre caso a equação de energia seja levada em conta no processo iterativo.

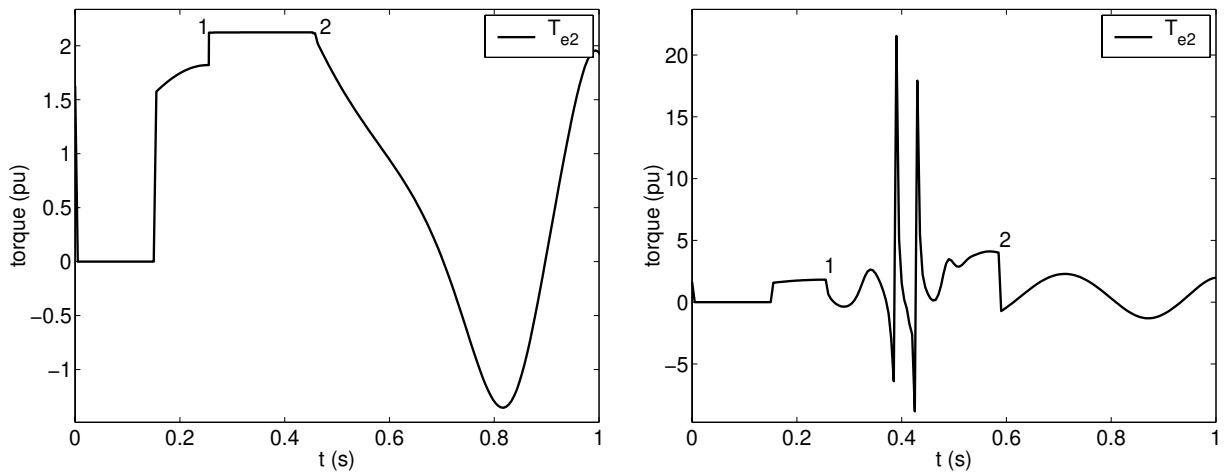
(a) com equação de energia e sem *loop* algébrico.(b) sem equação de energia e sem *loop* algébrico.

Figura 6.86: Torque elétrico (pu).

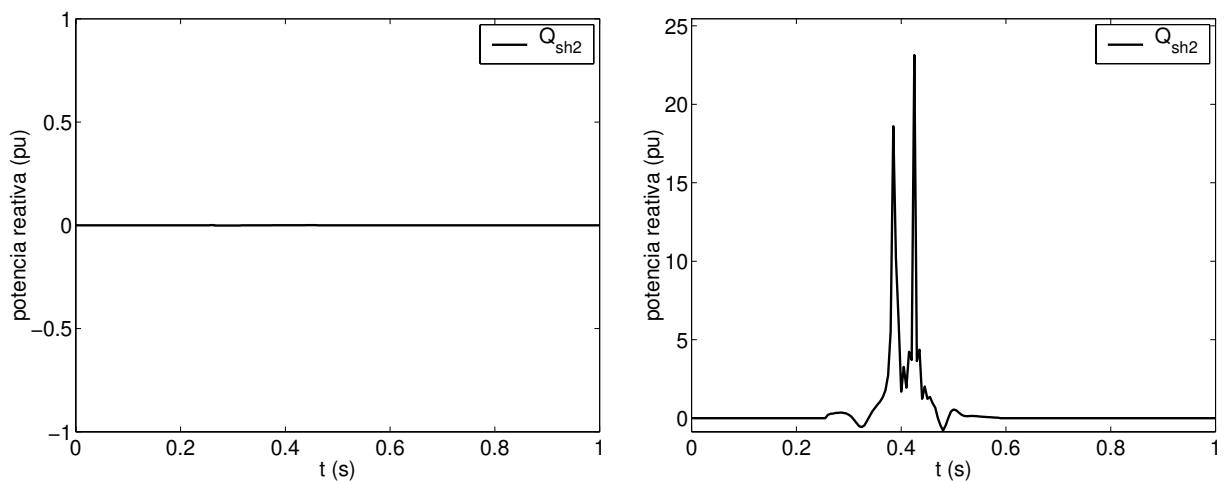
(a) com equação de energia e sem *loop* algébrico.(b) sem equação de energia e sem *loop* algébrico.

Figura 6.87: Potência reativa do conversor em derivação do UPFCSE (pu).

Analisando a Figura 6.87, observa-se que as respostas de potência reativa do conversor em derivação do UPFCSE são completamente diferentes para os casos com e sem equação de energia. Destaca-se que nesse caso este conversor é responsável somente pelo balanço de energia do UPFC, portanto este não deve influenciar na parte reativa, o que só ocorre se a equação diferencial de



energia for considerada. Ressalta-se que enormes diferenças de valores e de comportamento foram obtidas nas demais variáveis do UPFC.

Neste exemplo fica evidente a melhoria na confiabilidade numérica introduzida pela equação diferencial de energia no modelo por injeção de corrente dos dispositivos FACTS. Pois, sem essa inclusão o modelo diverge, caso o processo iterativo algébrico completo seja efetuado, ou converge para valores completamente errôneos.

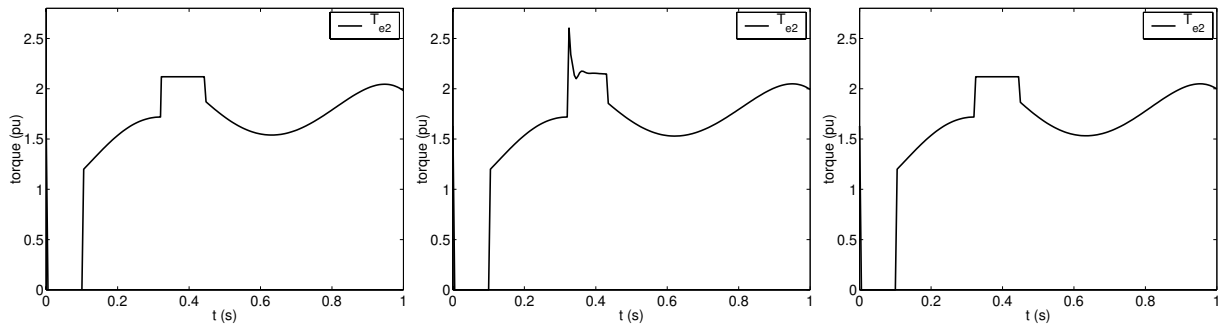
#### 6.4.2 Caso 2

A contingência simulada é um curto circuito trifásico na barra 7, seguido pela eliminação do ramo 7-5 em 100 ms, no sistema WSCC3. Adota-se a estratégia de controle torque de referência efetuada por um UPFCSH, cujo conversor em derivação está conectado na barra terminal do gerador 2 e o conversor série no ramo 2-7. Este é um caso em que o controlador é menos solicitado que o anterior e, conseqüentemente, caso opte-se por efetuar o processo iterativo algébrico completo obtém-se convergência. O objetivo é verificar se em casos menos estressados a inclusão da equação diferencial de energia compromete o desempenho computacional das simulações. Na Figura 6.88 tem-se a resposta de torque elétrico do gerador 2 com controle vetorial. Três situações são analisadas:

- a) com equação de energia e sem *loop* algébrico completo.
- b) sem equação de energia e sem *loop* algébrico completo.
- c) sem equação de energia e com *loop* algébrico completo.

Constata-se que, mesmo para este caso, se a opção for não efetuar o *loop* algébrico completo e não considerar a equação de energia, erros razoáveis são apresentados na resposta de torque elétrico do gerador sob controle vetorial, como pode ser visto na Figura 6.88(b), sendo que o mesmo ocorre em relação às variáveis do UPFC. Porém, caso opte-se por executar o processo iterativo algébrico completo sem a equação de energia, a resposta de torque elétrico do gerador sob controle vetorial é idêntica ao caso em que a equação de energia é levada em consideração e não se efetua o *loop* algébrico – Figuras 6.88(a) e 6.88(c). O mesmo ocorre em relação às variáveis do UPFC. No processo de solução do sistema de equações algébricas-diferenciais o maior tempo computacional gasto é para realizar a solução do sistema algébrico  $\mathbf{I} = \mathbf{Y}_{bus} \cdot \mathbf{V}$ . Assim, a eficiência computacional entre os casos (a) e (c) é comparada considerando o número total de vezes que o sistema algébrico é solucionado durante todo o tempo de atuação do controlador vetorial.

Com a introdução da equação diferencial de energia, mais iterações para solucionar as equações diferenciais são necessárias, porém cada iteração requer apenas uma solução do sistema algébrico. Dessa forma para este caso são efetuadas 350 soluções durante todo o tempo de atuação do controlador. Ao passo que para o caso sem equação de energia e com *loop* algébrico completo são necessárias 635 soluções do sistema de equações algébricas. Portanto, mesmo nos casos em que o processo iterativo algébrico obtém convergência, com o emprego da equação de energia o desempenho computacional pode ser melhor, justamente por não serem necessárias tantas soluções do sistema  $\mathbf{I} = \mathbf{Y}_{bus} \cdot \mathbf{V}$ .



(a) com equação de energia e sem *loop* algébrico.

(b) sem equação de energia e sem *loop* algébrico.

(c) sem equação de energia e com *loop* algébrico.

Figura 6.88: Torque elétrico (pu).

# Capítulo 7

## Conclusões

Os resultados apresentados neste trabalho, usando simulações no domínio do tempo, permitem obter as seguintes conclusões:

- É possível empregar a teoria de controle vetorial de máquinas de corrente alternada em geradores síncronos para controlar sua produção de torque elétrico de forma rápida e precisa, após a ocorrência de uma perturbação na rede. Por conseguinte, é viável implementar estratégias de controle *on-line*, objetivando melhorar a estabilidade de ângulo dos sistemas de energia elétrica, baseadas no controle vetorial.
- Através do controle apropriado de dispositivos FACTS é possível modular rapidamente as correntes do estator dos geradores síncronos para execução do controle vetorial. Entretanto, empregar o regulador de tensão para controle do torque elétrico diretamente não se mostrou viável, em razão do grande valor da constante de tempo de eixo direto do rotor.
- Os modelos encontrados na literatura para representação de equipamentos FACTS mostraram-se poucos confiáveis em situações mais críticas. Esses modelos tiveram de ser melhorados por intermédio do uso de mais uma equação diferencial, representando a troca de energia entre os dispositivos FACTS e a rede de transmissão. Adicionalmente, constatou-se que esses novos modelos podem trazer vantagens em relação ao desempenho computacional.
- As estratégias de controle baseadas no critério de igualdade de áreas, embora apresentem resultados muito bons em sistemas máquina síncrona – barra infinita, quando aplicados em sistemas multimáquinas podem não apresentar os resultados esperados. Tal prática é bastante difundida na literatura, mas deve ser vista com ressalvas. Esse comportamento ficou evidente na estratégia de controle torque de referência dois estágios.
- Em relação às estratégias de controle investigadas, ambas possuem suas qualidades e defeitos. A estratégia *torque de referência* permite um controle mais suave do torque elétrico dos geradores, sobretudo no caso de ser implementada pelo UPFCSH. Ao passo que a estratégia *torque máximo* permite diminuir os valores máximos de potência aparente exigidos dos dispositivos FACTS. Entretanto, tal estratégia solicita mais o rotor da máquina em termos de esforço mecânico. A principal característica de ambas as estratégias é o curto tempo de atuação, no

máximo 250 ms. Além disso, ambas necessitam apenas de variáveis disponíveis localmente e mensuráveis, sendo pouco influenciadas por parâmetros do sistema.

#### **Sugestões para futuros trabalhos:**

Tendo em vista os resultados obtidos neste trabalho, sugere-se os seguintes tópicos para realização de trabalhos futuros:

- Investigação em laboratório dos controles propostos utilizando pequenos geradores síncronos, objetivando analisar as implicações práticas na máquina.
- Desenvolvimento de outras estratégias de controle, inclusive com uso de técnicas de inteligência artificial.
- Desenvolvimento de estratégias em que o principal objetivo seja a estabilidade de ângulo de pequenas perturbações.
- Uso de outros equipamentos FACTS para realizar o controle vetorial, *e.g.* IPFC (*Interline Power Flow Controller*), o qual emprega conversores conectados em série com linhas de transmissão e conectados entre si através de um capacitor CC.
- Estudos de viabilidade econômica dessa metodologia.

# Referências Bibliográficas

AKAGI, H. e NABAE, A. - A new control scheme for compensating the torque transfer function of a self-controlled synchronous motor, *IEEE Transactions on Industry Applications*, v. 20, n. 4, p. 795–802, 1984.

ANDERSON, P. M. e FOUAD, A. A. - *Power System Stability and Control*, The Iowa State University Press, 1977.

ARABI, S. , KUNDUR, P. e ADAPA, R. - Innovative techniques in modelling UPFC for power system analysis, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 15, n. 1, p. 336–341, 2000.

ARNOLD, C. P. , DUKE, R. M. e ARRILLAGA, J. - Transient stability improvement using thyristor controlled quadrature voltage injection, *IEEE Transactions on Power and Apparatus Systems*, v. 100, n. 3, p. 1382–1388, 1981.

ARRILLAGA, J. e ARNOLD, C. P. - *Computer Analysis of Power Systems*, John Wiley & Sons Ltd., 1990.

BAKER, R. , GÜTH, G. , EGLI, W. e EGLIN, P. - Control algorithm for a static phase transformer to enhancement transient and dynamic stability of large power systems, *IEEE Transactions on Power and Apparatus Systems*, v. 101, n. 9, p. 3532–3542, 1982.

BAYER, K. , WALDMANN, H. e WEIBELZAHN, M. - Field-oriented closed-loop control of a synchronous machine with the NEW TRANSVEKTOR control system, *Siemens Review*, v. 39, n. 5, p. 220–223, 1972.

BIAN, J. , RAMEY, D. G. , NELSON, R. J. e EDRIS, A. - A study of equipment sizes and constraints for a unified power flow controller, *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 12, n. 3, p. 1385–1391, 1997.

BLASCHKE, F. - The principle of field orientation as applied to the new TRANSVEKTOR closed-loop control system for rotating-field machines, *Siemens Review*, v. 39, n. 5, p. 217–220, 1972.

BOEING COMPUTER SERVICES - Power system dynamic analysis – phase I, *Relatório técnico*, EPRI, 1977.

BOENING, H. J. e HAUER, J. F. - Commissions tests of the Bonneville Power Administration 30 MJ superconducting magnetic storage unit, *IEEE Transactions on Power and Apparatus Systems*, v. 104, n. 2, p. 302–312, 1985.

- BOLDEA, I. e NASAR, S. A. - *Vector Control of AC Drives*, CRC Press Inc, 1992.
- BUCKLES, W. e HASSENZAHN, W. V. - Superconducting magnetic energy storage, *IEEE Power Engineering Review*, v. 20, n. 5, p. 16–20, 2000.
- CIGRÉ TASK FORCE - State of the art in non classical means to improve power systems stability, *Electra*, v. 118, p. 87–113, 1988.
- CIGRÉ TASK FORCE - Modeling of power electronics equipment (FACTS) in load flow and stability programs, *Relatório técnico*, CIGRÉ, 1999.
- CIGRÉ TASK FORCE - Advanced angle stability controls, *Relatório técnico*, CIGRÉ, 2000.
- CONCORDIA, C. - Steady-state stability of synchronous machines as affected by voltage-regulator characteristic, *AIEE Transactions on Power and Apparatus Systems*, v. 63, p. 215–220, 1944.
- DANDENO, P. L. , KARAS, A. M. , McClymont, K. R. e WATSON, W. - Effect of high-speed rectifier excitation systems on generator stability limits, *IEEE Transactions on Power and Apparatus Systems*, v. 87, n. 1, p. 190–201, 1968.
- DAS, B. , GHOSH, A. e SACHCHIDANAND, P. - A novel control strategy for a braking resistor, *International Journal on Electrical Power & Energy Systems*, v. 20, n. 6, p. 391–403, 1998.
- DAS, S. P. e CHATTOPADHYAY, A. K. - Observer-based stator-flux-oriented vector control of cycloconverter-fed synchronous motor drive, *IEEE Transactions on Industry Applications*, v. 33, n. 4, p. 943–955, 1997.
- DASH, P. K. , MISHRA, S. e PANDA, G. - A radial basis function neural network controller for UPFC, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 15, n. 4, p. 1293–1299, 2000.
- DOMMEL, H. W. e SATO, N. - Fast transient stability solutions, *IEEE Transactions on Power and Apparatus Systems*, v. 91, n. 4, p. 1643–1650, 1972.
- DOUDNA, J. H. - Application and implementation of fast valving and generator tripping schemes at Gerald Gentleman Station, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 3, n. 3, p. 1155–1166, 1988.
- EDRIS, A. - Enhancement of first-swing stability using a high-speed phase shifter, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 6, n. 3, p. 1113–1118, 1991.
- EDWARDS, C. W. , MATTERN, K. E. e NANNERY, P. R. - Advanced static VAR generator employing GTO thyristor, *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 3, n. 4, p. 1622–1627, 1988.
- ELLIS, H. M. , HARDY, J. E. , BLYTHE, A. L. e SKOOG LUND, J. W. - Dynamic stability of the Peace River Transmission System, *IEEE Transactions on Power and Apparatus Systems*, v. 85, n. 6, p. 586–600, 1966.
- FEAK, S. D. - Superconducting magnetic energy storage (SMES) utility application studies, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 12, n. 3, p. 1094–1102, 1997.
- FOUAD, A. A. e VITTAL, V. - *Power System Transient Stability Analysis Using the Transient Energy Function Method*, Prentice Hall, 1991.

- FUJITA, H. , WATANABE, Y. e AKAGI, H. - Control and analysis of a unified power flow controller, *IEEE Transactions on Power Electronics*, v. 14, n. 6, p. 1021–1027, 1999.
- GRABIEL, R. e LEONHARD, W. - Field orientation control of standart ac motor using microprocessors, *IEEE Transactions on Industry Applications*, v. 16, n. 2, p. 186–192, 1980.
- GYUGYI, L. - Unified power flow control concept for flexible ac transmission systems, *IEE Proceedings - Part C: Generation, Transmission and Distribution*, v. 139, n. 4, p. 323–331, 1992.
- GYUGYI, L. - Dynamic compensation of ac transmission lines by solid state synchronous voltage sources, *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 9, n. 2, p. 904–911, 1994.
- GYUGYI, L. , SCHAUDER, C. D. , WILLIWAMS, S. L. , RIETMAN, T. R. , TORGERSON, D. R. e EDRIS, A. - The unified power flow controller: a new approach to power transmission control, *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 10, n. 2, p. 1085–1097, 1995.
- HANSON, O. W. , GOODWIN, C. J. e DANDENO, P. L. - Influence of excitation and speed control parameters in stabilizing intersystems oscillation, *IEEE Transactions on Power and Apparatus Systems*, v. 87, n. 5, p. 1306–1313, 1968.
- HASSAN, I. D. , BUCCI, R. M. e SWE, K. T. - 400 MW SMES power conditioning system development and simulation, *IEEE Transactions on Power Electronics*, v. 8, n. 3, p. 237–249, 1993.
- HASSE, K. - *On Dynamics of Speed Control of Static ac Drives with Squirrel Cage Induction Machines*, Tese de doutorado, Technische Hochschule Darmstadt, 1969.
- HASSENZAHN, W. V. - Superconducting magnetic energy storage, *Proceedings of the IEEE*, v. 71, n. 9, p. 1089–1098, 1983.
- HEFFRON, W. G. e PHILLIPS, R. A. - Effect of a modern amplidyne voltage regulator on underexcited operation of large turbine generators, *AIEE Transactions on Power and Apparatus Systems*, v. 71, p. 692–697, 1952.
- HILLERY, R. H. e HOLDUP, E. D. - Load rejection testing of large thermal electric generating units, *IEEE Transactions on Power and Apparatus Systems*, v. 87, n. 6, p. 1440–1453, 1968.
- HINGORANI, N. G. - Power electronics in electric utilities: Role of power electronics in future power systems, *Proceedings of IEEE*, v. 76, n. 4, p. 481–482, 1988.
- HINGORANI, N. G. e GYUGYI, L. - *Understanding FACTS - Concepts and Technology of Flexible ac Transmission Systems*, Institute of Electrical and Electronic Engineers Press Inc, 1999.
- HUANG, Z. , NI, Y. , SHENS, C. M. , WU, F. F. , CHEN, S. e ZHANG, B. - Application of unified power flow controller in interconnected power systems - modeling, interface, control strategy and case study, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 15, n. 2, p. 817–824, 2000.
- IEEE COMMITTEE REPORT - A description of discrete supplementary controls for stability, *IEEE Transactions on Power and Apparatus Systems*, v. 97, n. 1, p. 149–165, 1978.
- IEEE COMMITTEE REPORT - Excitation system models for power system stability studies, *IEEE Transactions on Power and Apparatus Systems*, v. 100, n. 2, p. 494–509, 1981.

- IEEE COMMITTEE REPORT - Static VAR compensator models for power flow and dynamic performance simulation, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 9, n. 1, p. 229–240, 1994.
- IEEE COMMITTEE REPORT - Annotated bibliography on power system stability controls : 1986-1994, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 11, n. 2, p. 794–800, 1996.
- IEEE COMMITTEE REPORT - Proposed terms and definitions for flexible ac transmission system (FACTS), *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 12, n. 4, p. 1848–1853, 1997.
- IRAVANI, M. R. , DANDENO, P. L. , NGUYEN, K. H. , ZHU, D. e MARATUKULAM, D. - Applications of static phase shifters in power systems, *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 9, n. 3, p. 1600–1608, 1994.
- ISE, T. , MURAKAMI, Y. e TSUJI, K. - Simultaneous active and reactive power control of superconducting magnet energy storage using GTO converter, *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 1, n. 1, 1986.
- KHAPARDE, S. A. e KRISHNA, V. - Simulation of unified static VAR compensator and power system stabilizer for arresting subsynchronous resonance, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 14, n. 3, p. 1055–1061, 1999.
- KIMBARK, E. W. - *Power System Stability – Volume 1 – Elements of Stability Calculations*, John Wiley & Sons Ltd., 1948.
- KIMBARK, E. W. - Improvement of system stability by switched series capacitors, *IEEE Transactions on Power and Apparatus Systems*, v. 85, n. 2, p. 180–188, 1966.
- KIMBARK, E. W. - Improvement of power system stability by changes in the network, *IEEE Transactions on Power and Apparatus Systems*, v. 88, n. 5, p. 773–781, 1969.
- KRAUSE, P. C. - *Analysis of Electric Machinery*, McGraw-Hill Inc., 1986.
- KULKARNI, A. M. e PADIYAR, K. R. - Damping of power swings using series facts controllers, *International Journal on Electrical Power & Energy Systems*, v. 21, n. 7, p. 475–495, 1999.
- KUMAR, L. S. e GHOSH, A. - Static synchronous series compensator - design, control and application, *Electrical Power Systems Research*, v. 49, n. 2, p. 139–148, 1999.
- KUNDUR, P. - *Power System Stability and Control*, McGraw-Hill Inc, 1994.
- KUO, D. e BOSE, A. - A generation rescheduling method to increase the dynamic security of power systems, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 10, n. 1, p. 68–76, 1995.
- LI, B. H. , WU, Q. H. , TURNER, D. R. , WANG, P. Y. e ZHOU, X. X. - Modeling of TCSC dynamics for control and analysis of power system stability, *International Journal on Electrical Power & Energy Systems*, v. 22, n. 1, p. 43–49, 2000.
- LI, W. e BOSE, A. - A coherency based rescheduling method for dynamic security, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 13, n. 3, p. 810–815, 1998.



- LIMYINGCHAROEN , ANNAKAGE, U. D. e PAHALAWATHTHA, N. C. - Effects of unified power flow controllers on transient stability, *IEE Proceedings Generation, Transmission and Distribution*, v. 145, n. 2, p. 182–188, 1998.
- LOMBARD, X. e THEROND, P. G. - Control of unified power flow controller: Comparison of methods on the basis of a detailed numerical model, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 12, n. 2, p. 824–830, 1997.
- MAK, L. O. , HUANG, Z. , NI, Y. , SHEN, C. M. , WU, F. F. , CHEN, S. e ZHANG, B. - A versatile interface between FACTS devices and AC power systems, *13th PSCC in Trondheim*, p. 533–538, 1999.
- MAK, L. O. , NI, Y. X. e SHEN, C. M. - STATCOM with fuzzy controllers for interconnected power systems, *Electrical Power Systems Research*, v. 55, n. 2, p. 87–95, 2000.
- MANSOUR, Y. , VAAHEDI, E. , CHANG, A. Y. , CORNS, B. R. , GARRETT, B. W. , DEMAREE, K. , ATHAY, T. e CHEUNG, K. - B. C. Hydros's on-line transient stability assessment (TSA) model development, analysis and post-processing, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 10, n. 1, p. 241–253, 1995.
- MIHALIC, R. , ZUNCO, P. e POVH, D. - Improvement of transient stability using unified power flow controller, *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 11, n. 11, p. 485–492, 1996.
- MINUSSI, C. R. e FREITAS FILHO, W. - Sensitivity analysis for transient stability studies, *IEE Proceedings Generation, Transmission and Distribution*, v. 145, n. 6, p. 669–674, 1998.
- MITTELSTADT, W. A. - Four methods of power system damping, *IEEE Transactions on Power and Apparatus Systems*, v. 87, n. 5, p. 1323–1329, 1968.
- MONTICELLI, A. J. - *Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica*, Edgar Blücher Ltda, 1983.
- NABAVI-NIAKI, A. e IRAVANI, M. R. - Steady-state and dynamic models of unified power flow controller (UPFC) for power system studies, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 11, n. 4, p. 1937–1943, 1996.
- NAKANO, T. , OHSAWA, H. e ENDOH, K. - A high-performance cycloconverter-fed synchronous machine drive system, *IEEE Transactions on Industry Applications*, v. 20, n. 5, p. 1278–1284, 1984.
- NOVOTNY, D. W. e LIPO, T. A. - *Vector Control and Dynamics of ac Drives*, Oxford University Press Inc, 1997.
- OSBORN, D. L. - Fast valving and neutral resistor application on a 600 MW fossil unit, *1976 Joint Power Generation Conference*, 1976.
- OTA, H. , KITAYAMA, Y. , ITO, H. , FUKUSHIMA, N. , OMATA, K. , MORITA, K. e KOKAI, Y. - Development of transient stability control system (TSC System) based on on-line stability calculation, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 11, n. 3, p. 1463–1472, 1996.
- PADIYAR, K. R. - *Power System Dynamics – Stability and Control*, John Wiley & Sons Ltd., 1996.

- PADIYAR, K. R. e RAO, K. U. - Discrete control of series compensation for stability improvement in power systems, *International Journal on Electrical Power & Energy Systems*, v. 19, n. 5, p. 311–319, 1997.
- PADIYAR, K. R. e RAO, K. U. - Modeling and control of unified power flow controller for transient stability, *International Journal on Electrical Power & Energy Systems*, v. 21, n. 1, p. 1–11, 1999.
- PAI, M. A. - *Energy Function Analysis for Power Systems Stability*, Kluwer Academic Publishers, 1989.
- PAVELLA, M. , ERNST, D. e RUIZ-VEGA, D. - *Transient Stability of Power Systems – A Unified Approach to Assessment and Control*, Kluwer Academic Publishers, 2000.
- PEDROSO, A. - Integração da segurança dinâmica nos sistemas de gerência de energia, *2<sup>o</sup> Simpósio de Automação de Sistemas Elétricos*, 1994.
- PETERSON, H. A. , MOHAN, N. e BOOM, R. W. - Superconductive energy storage inductor-converter units for power systems, *IEEE Transactions on Power and Apparatus Systems*, v. 94, n. 4, p. 1337–1346, 1975.
- POVH, D. - Use of HVDC and FACTS, *Proceedings of the IEEE*, v. 88, n. 2, p. 235–245, 2000.
- RAHIM, A. H. M. A. , AL-SHEHRI, A. M. e AL-SAMMAK, A. I. J. - Optimum control strategies for transient as well as oscillatory instability of power systems, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 8, n. 2, p. 491–496, 1993.
- RAHIM, A. H. M. A. e ALAMGIR, D. A. H. - A closed-loop quasi-optimal dynamic braking resistor and shunt reactor control strategy for transient stability, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 3, n. 3, p. 879–886, 1988.
- REHTANZ, C. - Systemic use of multifunctional SMES in electric power systems, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 14, n. 5, p. 1422–1427, 1999.
- SADEGHZADEH, S. M. , EHSAN, M. , SAID, N. H. e FEUILLET, R. - Improvement of transient stability limit in power system transmission lines using fuzzy control of FACTS devices, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 13, n. 3, p. 971–922, 1998.
- SADEGHZADEH, S. M. , EHSAN, M. , SAID, N. H. e FEUILLET, R. - Transient stability improvement of multi-machine power systems using on-line fuzzy control of SMES, *Control Engineering Practice*, v. 7, n. 4, p. 531–536, 1999.
- SAUER, P. W. e PAI, M. A. - *Power System Dynamics and Stability*, Prentice Hall, 1998.
- SCALA, M. , TROVATO, M. e ANTONELLI, C. - On-line dynamic preventive control: an algorithm for transient security dispatch, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 13, n. 2, p. 601–610, 1998.
- SCHAUDER, C. e MEHTA, H. - Vector analysis and control of advanced static VAR compensators, *IEE Proceedings - Part C: Generation, Transmission and Distribution*, v. 140, n. 4, p. 299–306, 1993.

SCHAUDER, C. D. , GYUGYI, L. , LUND, M. R. , HAMAI, D. M. , RIETMAN, T. R. , TORGERSON, D. R. e EDRIS, A. - Operation of the unified power flow controller (UPFC) under practical constraint, *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 13, n. 2, p. 630–639, 1998.

SCHLEIF, F. R. , HUNKINS, H. D. , HATTAN, E. E. e GISH, W. B. - Control of rotating exciters for power system damping: Pilot applications and experience, *IEEE Transactions on Power and Apparatus Systems*, v. 88, n. 8, p. 1259–1266, 1969.

SCHLEIF, F. R. , HUNKINS, H. D. , MARTIN, G. E. e HATTAN, E. E. - Excitation control to improve powerline stability, *IEEE Transactions on Power and Apparatus Systems*, v. 87, n. 6, p. 1426–1434, 1968.

SCHLEIF, F. R. e WHITE, J. H. - Damping for the northwest-southwest tieline oscillations – an analog study, *IEEE Transactions on Power and Apparatus Systems*, v. 85, n. 12, p. 1239–1247, 1966.

SEN, K. K. e STACEY, E. J. - UPFC - unified power flow controller: Theory, modeling and applications, *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 13, n. 4, p. 1453–1460, 1998.

SHELTON, M. L. , MITTELSTADT, W. A. , WINKELMAN, P. F. e BELLERBY, W. J. - Bonneville Power Administration 1400-MW braking resistor, *IEEE Transactions on Power and Apparatus Systems*, v. 94, p. 602–611, 1975.

SMITH, O. J. M. - Power system transient control by capacitor switching, *IEEE Transactions on Power and Apparatus Systems*, v. 88, n. 1, p. 28–35, 1969.

SONG, Y. H. e JOHNS, A. T. - *Flexible ac Transmission Systems (FACTS)*, Institute of Electrical Engineers, 1999.

STOTT, B. - Power system dynamic response calculations, *Proceedings of the IEEE*, v. 67, n. 2, p. 219–241, 1979.

TAN, Y. L. e WANG, Y. - Robust nonlinear design for transient stabilization using series power flow compensator, *International Journal on Electrical Power & Energy Systems*, v. 19, n. 6, p. 367–374, 1997.

TAN, Y. L. e WANG, Y. - Transient stabilization using adaptive excitation and dynamic brake control, *Control Engineer Practice*, v. 5, n. 1, p. 215–221, 1997.

TAYLOR, C. W. - *Power System Voltage Stability*, McGraw-Hill Inc, 1994.

TAYLOR, C. W. , NASSIEF, F. R. e CRESAP, R. L. - Northwest power pool transient stability and load shedding controls for generation-load imbalances, *IEEE Transactions on Power and Apparatus Systems*, v. 100, n. 3, p. 3486–3495, 1981.

TER-GAZARIAN, A. - *Energy Storage for Power Systems*, The Institution of Electrical Engineers, 1994.

TOUFAN, M. e ANNAKAGE, U. D. - Simulation of the unified flow controller performance using PSCAD/EMTDC, *Electrical Power Systems Research*, v. 46, n. 1, p. 67–75, 1998.

- TRUDEL, G. , BERNARD, S. e SCOTT, G. - Hydro-Québec's defence plan against extreme contingencies, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 14, n. 3, p. 958–966, 1999.
- TSO, S. K. , LIANG, J. e ZHOU, X. X. - Coordination of TCSC and SVC for improvement of power system performance with NN-based parameter adaptation, *International Journal on Electrical Power & Energy Systems*, v. 21, n. 4, p. 235–244, 1999.
- VAS, P. - *Vector Control of ac Drives*, Oxford University Press Inc, 1994.
- VAS, P. - *Sensorless Vector and Direct Torque Control*, Oxford University Press Inc, 1998.
- WANG, H. F. - Applications of modelling UPFC into multi-machine power systems, *IEE Proceedings Generation, Transmission and Distribution*, v. 146, n. 3, p. 306–312, 1999.
- WANG, Y. , MITTELSTADT, W. A. e MARATUKULAM, D. J. - Variable-structure braking-resistor control in a multimachine power sytem, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 9, n. 3, p. 1557–1562, 1994.
- XUE, Y. , FANG, Y. , ZHU, K. e FAN, W. - Transient stability control with on-line pre-decision, *VII Symposium of Specialists in Electrical Operational and Expansion Planning*, 2000.

# Apêndice A

## Dados dos Sistemas Simulados

Nos diagramas unifilares a seguir adotou-se a seguinte simbologia:

- $\textcircled{n}$  = gerador número  $n$ .
- $\downarrow$  = carga.
- $\sphericalangle$  = transformador.

### A.1 Sistema KUNDUR - 1 máquina

Este é um sistema máquina síncrona – barra infinita. Os dados foram obtidos em KUNDUR (1994). O gerador representa um equivalente de 4 máquinas de 555 MVA cada, portanto a potência base é 2220 MVA. O gerador é equipado com um regulador de tensão estático e com um PSS (*Power System Stabilizer*).

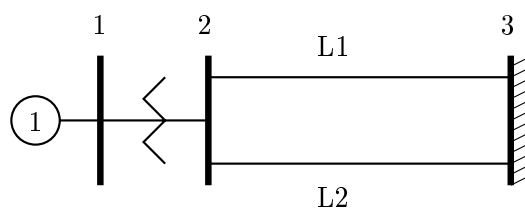


Figura A.1: Diagrama unifilar do sistema KUNDUR.

Tabela A.1: Dados das barras – KUNDUR.

no.	tensão (pu)	ângulo (graus)	Carga		Geração	
			potência ativa (pu)	potência reativa (pu)	potência ativa (pu)	potência reativa (pu)
1	1,0000	28,34	0,000	0,000	0,900	0,436
2	0,9443	20,12	0,000	0,000	0,000	0,000
3	0,9008	0,00	0,000	0,000	0,000	0,000

Tabela A.2: Dados dos ramos – KUNDUR.

no.	início	fim	$R$ (pu)	$X$ (pu)	$b_{sh}$ (pu)
1	1	2	0,0000	0,1500	0,0000
2	2	3	0,0000	0,5000	0,0000
3	2	3	0,0000	0,9300	0,0000

Tabela A.3: Dados do gerador – KUNDUR.

$H$ (s)	$D$	$R_a$ (pu)	$X_l$ (pu)	$X_d$ (pu)	$X'_d$ (pu)	$X''_d$ (pu)
3,5	0,0	0,003	0,1500	1,5361	0,2854	0,2292
$X_q$ (pu)	$X'_q$ (pu)	$X''_q$ (pu)	$T'_{do}$	$T''_{do}$	$T'_{qo}$	$T''_{qo}$
1,4943	0,2849	0,2488	8,00	0,03	1,00	0,07

Tabela A.4: Dados do sistema de excitação – KUNDUR.

$K_A$	$T_R$	$E_{fd_{max}}$	$E_{fd_{min}}$	$v_{s_{max}}$	$v_{s_{min}}$	$K_{stab}$	$T_w$	$T_1$	$T_2$
200	0,015	7,0	-6,4	0,2	-0,2	9,5	1,41	0,154	0,033

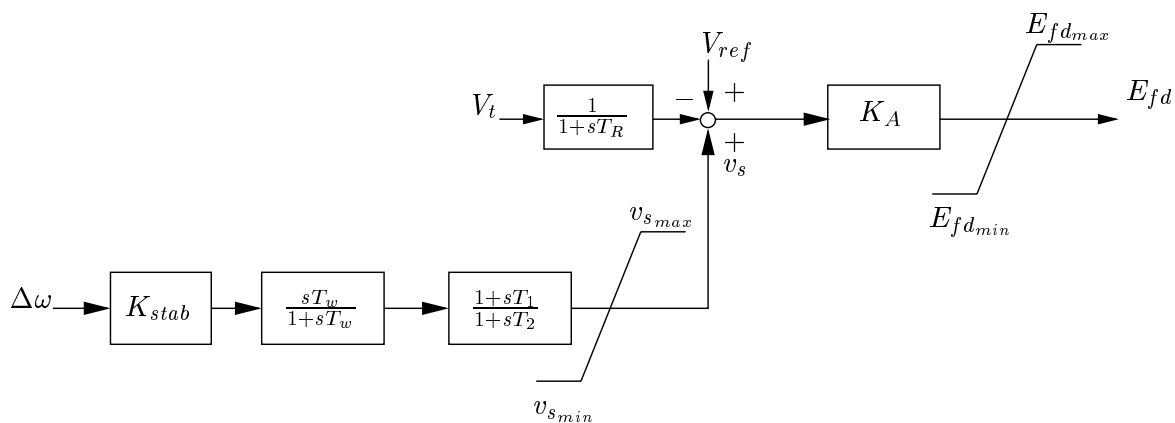


Figura A.2: AVR + PSS do gerador do sistema KUNDUR.

## A.2 Sistema WSCC - 3 máquinas

Os dados deste sistema foram obtidos em SAUER e PAI (1998). Este sistema é composto por 9 barras, 9 ramos, 3 cargas e 3 geradores. Todos os geradores são equipados com reguladores automáticos de tensão compostos por excitatrizes rotativas CC com excitação independente,

representados pelo modelo IEEE - Tipo 1. A potência base é 100 MVA.

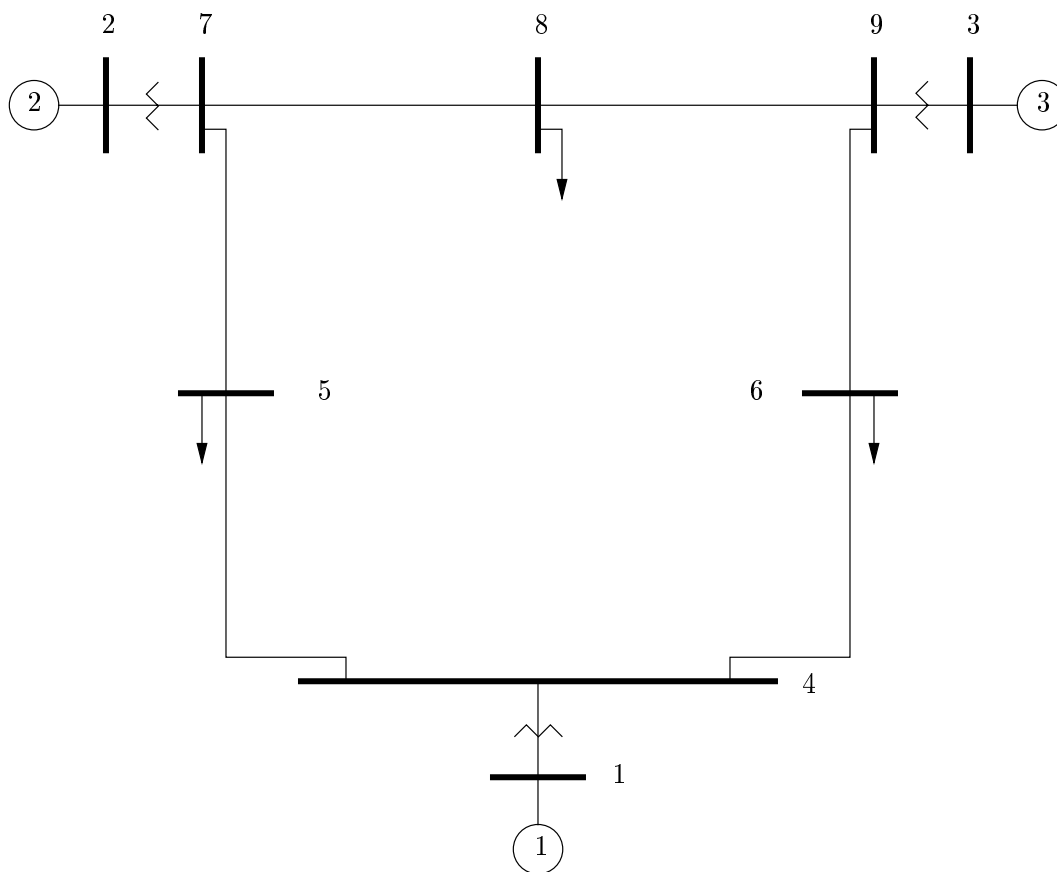


Figura A.3: Diagrama unifilar do sistema WSCC3.

Tabela A.5: Dados das barras – WSCC3.

no.	tensão (pu)	ângulo (graus)	Carga		Geração	
			potência ativa (pu)	potência reativa (pu)	potência ativa (pu)	potência reativa (pu)
1	1,040	0,00	0,000	0,000	0,716	0,271
2	1,025	9,28	0,000	0,000	1,630	0,067
3	1,025	4,67	0,000	0,000	0,850	-0,109
4	1,026	-2,22	0,000	0,000	0,000	0,000
5	0,996	-4,00	1,250	0,500	0,000	0,000
6	1,013	-3,69	0,900	0,300	0,000	0,000
7	1,026	3,72	0,000	0,000	0,000	0,000
8	1,016	0,73	1,000	0,350	0,000	0,000
9	1,032	1,97	0,000	0,000	0,000	0,000

Tabela A.6: Dados dos ramos – WSCC3.

no.	início	fim	$R$ (pu)	$X$ (pu)	$b_{sh}$ (pu)
1	1	4	0,0000	0,0576	0,0000
2	2	7	0,0000	0,0625	0,0000
3	3	9	0,0000	0,0586	0,0000
4	4	5	0,0100	0,0850	0,0880
5	4	6	0,0170	0,0920	0,0790
6	5	7	0,0320	0,1610	0,1530
7	6	9	0,0390	0,1700	0,1790
8	7	8	0,0085	0,0720	0,0745
9	8	9	0,0119	0,1008	0,1045

Tabela A.7: Dados dos geradores – WSCC3.

no.	$H$ (s)	$D$	$R_a$ (pu)	$X_l$ (pu)	$X_d$ (pu)	$X'_d$ (pu)	$X_q$ (pu)	$X'_q$ (pu)	$T'_{do}$	$T'_{qo}$
1	23,64	0,0	0,0	0,0336	0,1460	0,0608	0,0969	0,0969	8,96	0,310
2	6,40	0,0	0,0	0,0521	0,8958	0,1198	0,8645	0,1969	6,00	0,535
3	3,01	0,0	0,0	0,0742	1,3125	0,1813	1,2578	0,2500	5,89	0,600

Tabela A.8: Dados dos sistemas de excitação – WSCC3.

no.	$K_A$	$T_A$	$K_E$	$T_E$	$K_F$	$T_F$	$T_R$	$E_{fd}^{max}$ (pu)	$S_E^{max}$	$S_E^{0,75}$
1	20	0,20	1,0	0,314	0,063	0,35	0,0	3,984	0,293	0,104
2	20	0,20	1,0	0,314	0,063	0,35	0,0	3,984	0,293	0,104
3	20	0,20	1,0	0,314	0,063	0,35	0,0	3,984	0,293	0,104

### A.3 Sistema NEW ENGLAND - 10 máquinas

Este sistema é composto por 10 máquinas, 39 barras e 46 ramos. Os dados foram obtidos em PAI (1989). Todos os geradores possuem reguladores automáticos de tensão compostos por excitatrizes rotativas CC, representados pelo modelo IEEE - Tipo 1. A exceção é o gerador 1, cuja excitação é constante, pois esta máquina representa um equivalente do resto do sistema. A potência base é 100 MVA.



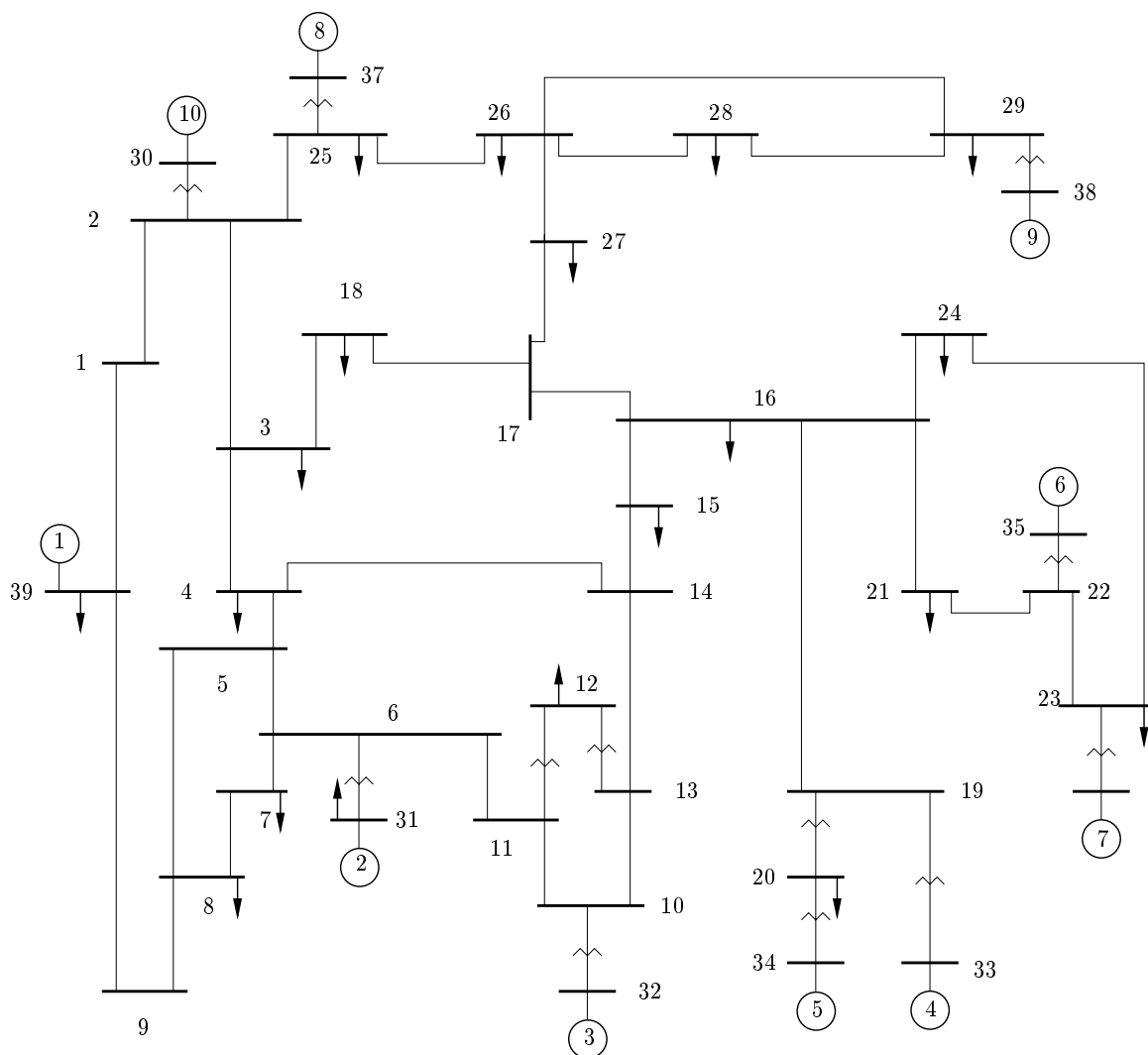


Figura A.4: Diagrama unifilar do sistema NEW ENGLAND.

Tabela A.9: Dados das barras – NEW ENGLAND.

no.	tensão (pu)	ângulo (graus)	Carga		Geração	
			potência ativa (pu)	potência reativa (pu)	potência ativa (pu)	potência reativa (pu)
1	1,036	-8,67	0,000	0,000	0,000	0,000
2	1,020	-5,75	0,000	0,000	0,000	0,000
3	0,991	-8,73	-3,220	-0,024	0,000	0,000
4	0,955	-9,77	-5,000	-1,840	0,000	0,000
5	0,954	-8,64	0,000	0,000	0,000	0,000
6	0,955	-7,90	0,000	0,000	0,000	0,000
7	0,947	-10,32	-2,338	-0,840	0,000	0,000
8	0,948	-10,87	-5,220	-1,760	0,000	0,000
9	1,008	-10,61	0,000	0,000	0,000	0,000
10	0,962	-5,08	0,000	0,000	0,000	0,000
11	0,958	-6,04	0,000	0,000	0,000	0,000
12	0,939	-6,00	-0,075	-0,880	0,000	0,000
13	0,960	-5,84	0,000	0,000	0,000	0,000
14	0,961	-7,61	0,000	0,000	0,000	0,000
15	0,969	-7,75	-3,200	-1,530	0,000	0,000
16	0,988	-6,09	-3,294	-0,323	0,000	0,000
17	0,992	-7,31	0,000	0,000	0,000	0,000
18	0,990	-8,32	-1,580	-0,300	0,000	0,000
19	0,990	-0,28	0,000	0,000	0,000	0,000
20	0,987	-1,27	-6,280	-1,030	0,000	0,000
21	0,995	-3,51	-2,740	-1,150	0,000	0,000
22	1,021	1,19	0,000	0,000	0,000	0,000
23	1,020	0,97	-2,475	-0,846	0,000	0,000
24	0,996	-5,96	-3,086	0,922	0,000	0,000
25	1,028	-4,27	-2,240	-0,462	0,000	0,000
26	1,018	-5,46	-1,390	-0,170	0,000	0,000
27	1,000	-7,55	-2,810	-0,755	0,000	0,000
28	1,019	-1,74	-2,060	-0,276	0,000	0,000
29	1,021	1,18	-2,835	-0,269	0,000	0,000
30	1,047	-3,32	0,000	0,000	2,500	1,682
31	0,982	0,00	-0,092	-0,046	5,155	1,400
32	0,983	2,82	0,000	0,000	6,500	1,481
33	0,997	4,91	0,000	0,000	6,320	0,494
34	1,012	3,91	0,000	0,000	5,080	1,393
35	1,049	6,17	0,000	0,000	6,500	2,323
36	1,063	8,99	0,000	0,000	5,600	1,980
37	1,028	2,54	0,000	0,000	5,400	0,158
38	1,026	8,26	0,000	0,000	8,300	0,477
39	1,030	-10,36	-11,040	-2,500	10,000	2,166

Tabela A.10: Dados dos ramos – NEW ENGLAND.

no.	início	fim	$R$ (pu)	$X$ (pu)	$b_{sh}$ (pu)
1	1	2	0,0035	0,0411	0,3493
2	1	39	0,0010	0,0250	0,3750
3	2	3	0,0013	0,0151	0,1286
4	2	25	0,0070	0,0086	0,0730
5	3	4	0,0013	0,0213	0,1107
6	3	18	0,0011	0,0133	0,1069
7	4	5	0,0008	0,0128	0,0671
8	4	14	0,0008	0,0129	0,0691
9	5	6	0,0002	0,0026	0,0217
10	5	8	0,0008	0,0112	0,0738
11	6	7	0,0006	0,0092	0,0565
12	6	11	0,0007	0,0082	0,0694
13	7	8	0,0004	0,0046	0,0390
14	8	9	0,0023	0,0363	0,1902
15	9	39	0,0010	0,0250	0,6000
16	10	11	0,0004	0,0043	0,0365
17	10	13	0,0004	0,0043	0,0365
18	13	14	0,0009	0,0101	0,0862
19	14	15	0,0018	0,0217	0,1830
20	15	16	0,0009	0,0094	0,0855
21	16	17	0,0007	0,0089	0,0671
22	16	19	0,0016	0,0195	0,1520
23	16	21	0,0008	0,0135	0,1274
24	16	24	0,0003	0,0059	0,0340
25	17	18	0,0007	0,0082	0,0659
26	17	27	0,0013	0,0173	0,1608
27	21	22	0,0008	0,0140	0,1283
28	22	23	0,0006	0,0096	0,0923
29	23	24	0,0022	0,0350	0,1805
30	25	26	0,0032	0,0323	0,2565
31	26	27	0,0014	0,0147	0,1198
32	26	28	0,0043	0,0474	0,3901
33	26	29	0,0057	0,0625	0,5145
34	28	29	0,0014	0,0151	0,1245
35	12	11	0,0016	0,0435	0,0000
36	12	13	0,0016	0,0435	0,0000
37	31	6	0,0000	0,0250	0,0000
38	32	10	0,0000	0,0200	0,0000
39	33	19	0,0007	0,0142	0,0000
40	34	20	0,0009	0,0180	0,0000
41	35	22	0,0000	0,0143	0,0000
42	36	23	0,0005	0,0272	0,0000
43	37	25	0,0006	0,0232	0,0000
44	30	2	0,0000	0,0181	0,0000
45	38	29	0,0008	0,0156	0,0000
46	19	20	0,0007	0,0138	0,0000

Tabela A.11: Dados dos geradores – NEW ENGLAND.

no.	$H$ (s)	$D$	$R_a$ (pu)	$X_l$ (pu)	$X_d$ (pu)	$X'_d$ (pu)	$X_q$ (pu)	$X'_q$ (pu)	$T'_{do}$	$T'_{qo}$
1	500,0	0,0	0,0	0,0300	0,0200	0,0060	0,0190	0,0008	7,00	0,70
2	30,3	0,0	0,0	0,0350	0,2950	0,0697	0,2820	0,1700	6,56	1,50
3	35,8	0,0	0,0	0,0304	0,2495	0,0531	0,2370	0,0876	5,70	1,50
4	28,6	0,0	0,0	0,0295	0,2620	0,0436	0,2580	0,1660	5,96	1,50
5	26,0	0,0	0,0	0,0540	0,6700	0,1320	0,6200	0,1660	5,40	0,44
6	34,8	0,0	0,0	0,0224	0,2540	0,0500	0,2410	0,0814	7,30	0,40
7	26,4	0,0	0,0	0,0322	0,2950	0,0490	0,2920	0,1860	5,66	1,50
8	24,3	0,0	0,0	0,0280	0,2900	0,0570	0,2800	0,0911	6,70	0,41
9	34,5	0,0	0,0	0,0298	0,2106	0,0570	0,2050	0,0587	4,79	1,96
10	42,0	0,0	0,0	0,0125	0,1000	0,0310	0,0690	0,0080	10,20	0,50

Tabela A.12: Dados dos sistemas de excitação – NEW ENGLAND.

no.	$K_A$	$T_A$	$K_E$	$T_E$	$K_F$	$T_F$	$T_R$	$E_{fd}^{max}$ (pu)	$S_E^{max}$	$S_E^{0,75}$
1	0,0	0,00	0,0000	0,000	0,0000	0,000	0,000	0,0000	0,000	0,000
2	6,2	0,05	-0,6330	0,405	0,0570	0,500	0,000	4,0486	0,880	0,660
3	5,0	0,06	-0,0198	0,500	0,0800	1,000	0,000	3,1230	0,340	0,130
4	5,0	0,06	-0,0525	0,500	0,0800	1,000	0,000	3,8241	0,314	0,080
5	40,0	0,02	1,0000	0,785	0,0300	1,000	0,000	5,2356	0,910	0,070
6	5,0	0,02	-0,0419	0,471	0,0754	1,246	0,000	4,7824	0,251	0,064
7	40,0	0,02	1,0000	0,730	0,0300	1,000	0,000	3,7356	0,740	0,530
8	5,0	0,02	-0,0470	0,528	0,0854	1,260	0,000	4,2553	0,282	0,072
9	40,0	0,02	1,0000	1,400	0,0300	1,000	0,000	5,6757	0,850	0,620
10	5,0	0,02	-0,0485	0,250	0,0400	1,000	0,000	4,7281	0,260	0,080

## Apêndice B

# Divulgação da Pesquisa

Durante a realização desta pesquisa foram elaborados os seguintes artigos:

- FREITAS, W e MORELATO, A. - Improvement of power system transient stability based on synchronous generator vector control, *IEEE Power Engineering Review*, v. 20, n. 4, p. 64-66, abril de 2000.
- FREITAS FILHO, W e FRANÇA, A. L. M. - Controle vetorial de geradores síncronos para melhorar a estabilidade transitória de sistemas de energia elétrica, *Anais do XIII Congresso Brasileiro de Automática*, p. 163-168, Florianópolis, Brasil, 11 a 14 de setembro 2000.
- FREITAS, W e MORELATO, A. - A generalised current injection approach for modelling of FACTS in power system dynamics simulation, Resumo aceito para apresentação no *Seventh International Conference on AC and DC Power Transmission - IEE*, Londres, Inglaterra, 28 a 30 de novembro de 2001.

**Artigo – IEEE Power Engineering Review**

**Artigo – XIII Congresso Brasileiro de Automática**

**Resumo – Seventh International Conference on AC and  
DC Power Transmission - IEE**