

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

A Influência do IPFC na Estabilidade de Pequenas Perturbações de Sistemas Elétricos de Potência

Autor: Danilo Basseto do Valle

Orientador: Prof. Dr. Vivaldo Fernando da Costa

Co-orientador: Prof. Dr. Igor Kopcak

Dissertação de Mestrado apresentada à Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica. Área de concentração: **Energia Elétrica.**

Banca Examinadora

Prof. Dr. Vivaldo Fernando da Costa DSEE/FEEC/UNICAMP
Prof. Dr. Percival Bueno de Araujo DEE/FEIS/UNESP
Prof. Dr. Walmir de Freitas Filho DSEE/FEEC/UNICAMP

Campinas, SP

Abril/2010

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

V242i Valle, Danilo Basseto do
A Influência do IPFC na estabilidade de pequenas perturbações de sistemas elétricos de potência / Danilo Basseto do Valle. –Campinas, SP: [s.n.], 2010.

Orientadores: Vivaldo Fernando da Costa, Igor Kopcak.

Dissertação de Mestrado - Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação.

1. Sistemas de energia elétrica - Estabilidade. 2. Sistemas de energia elétrica - Controle. 3. Oscilações. 4. Sistemas flexíveis de transmissão. I. Costa, Vivaldo Fernando da. II. Kopcak, Igor. III. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação. IV. Título.

Título em Inglês: The Influence of IPFC on small-signal stability of power systems

Palavras-chave em Inglês: Power systems - Stability, Power systems - Control, Oscillations, Flexible transmission systems

Área de concentração: Energia Elétrica

Titulação: Mestre em Engenharia Elétrica

Banca examinadora: Vivaldo Fernando da Costa, Percival Bueno de Araujo, Waldir de Freitas Filho

Data da defesa: 09/04/2010

Programa de Pós Graduação: Engenharia Elétrica e de Computação

COMISSÃO JULGADORA - TESE DE MESTRADO

Candidato: Danilo Basseto do Valle

Data da Defesa: 9 de abril de 2010

Título da Tese: "A Influência do IPFC na Estabilidade de Pequenas Perturbações de Sistemas Elétricos de Potência"

Prof. Dr. Vivaldo Fernando da Costa (Presidente)



Prof. Dr. Percival Bueno de Araújo:



Prof. Dr. Waldir de Freitas Filho:



Resumo

Neste trabalho é avaliada a influência do controlador IPFC (*Interline Power Flow Controller*) no desempenho de sistemas elétricos de potência quanto à estabilidade a pequenas perturbações. Foi utilizado um modelo de injeção de potência para inclusão do IPFC em programas de fluxo de carga, considerando a representação das fontes de tensão do dispositivo em coordenadas retangulares e incorporando as equações que representam sua dinâmica. As análises de regime permanente atestam a capacidade do IPFC de gerenciamento e controle dos fluxos de potências ativa e reativa em linhas de transmissão. Entretanto, o ajuste de potência constante do modo de controle pode diminuir a margem de estabilidade de tensão, por não permitir o aumento dos fluxos nas linhas controladas quando o carregamento do sistema cresce. As análises dinâmicas da estabilidade a pequenas perturbações foram realizadas com a inclusão do IPFC e de um POD (*Power Oscillation Damping*) no Modelo de Sensibilidade de Potência (MSP). Os resultados obtidos revelam que o IPFC possui um grande potencial para a manutenção da estabilidade de ângulo em sistemas de potência quando equipado com controladores POD.

Palavras-chave: FACTS, IPFC, POD, Margem de Estabilidade de Tensão, Estabilidade a Pequenas Perturbações, Modelo de Sensibilidade de Potência.

Abstract

This work assess the impact of the IPFC (*Interline Power Flow Controller*) on the small-signal stability performance of Power Systems. A power injection model is used to include the IPFC in a power flow routine. The modelling represents the IPFC source voltages in rectangular coordinates and incorporates its differential equations at steady-state. The power flow analysis shows the IPFC effectiveness for the management and control of active and reactive power flows of transmission lines. However, the constant power flow operation mode can decrease the voltage stability margin. The IPFC and a POD (*Power Oscillation Damping*) were included in the Power Sensitivity Model (PSM) to perform the small-signal stability analysis. Simulation results show that the IPFC with a POD can improve the angle stability of Power Systems.

Key-words: FACTS, IPFC, POD, Voltage Stability Margin, Small-Signal Stability, Power Sensitivity Model.

Dedico esta dissertação primeiramente a Deus e a tudo que ele representa...
Aos meus familiares, os quais são meus verdadeiros mestres, modelos reais de perseverança,
parceria, dedicação, paciência e ética.

.....
Aos meus pais Julio e Luiza...
Ao meu amigo e irmão Dagoberto.

*"Se você abre uma porta, você pode ou não entrar em uma nova sala.
Você pode não entrar e ficar observando a vida.
Mas se você vence a dúvida, o temor, e entra, dá um grande passo: nesta sala vive-se!
Mas, também, tem um preço...
São inúmeras outras portas que você descobre.
Às vezes curte-se mil e uma.
O grande segredo é saber quando e qual porta deve ser aberta.
A vida não é rigorosa, ela propicia erros e acertos.
Os erros podem ser transformados em acertos quando com eles se aprende.
Não existe a segurança do acerto eterno.
A vida é generosa, a cada sala que se vive, descobre-se tantas outras portas.
E a vida enriquece quem se arrisca a abrir novas portas.
Ela privilegia quem descobre seus segredos e generosamente oferece afortunadas portas.
Mas a vida também pode ser dura e severa.
Se você não ultrapassar a porta, terá sempre a mesma porta pela frente.
É a repetição perante a criação, é a monotonia monocromática perante a multiplicidade das cores, é a estagnação da vida...
Para a vida, as portas não são obstáculos, mas diferentes passagens!"*

İçami Tiba

Agradecimentos

Agradecer a todos que me ajudaram a construir esta dissertação não é tarefa fácil. O maior perigo que se coloca para o agradecimento seletivo não é decidir quem incluir, mas decidir quem não mencionar. Então, a meus amigos, que, de uma forma ou de outra, contribuíram com sua amizade e com sugestões efetivas para a realização deste trabalho, gostaria de expressar minha profunda gratidão.

Expresso-a, também, de modo especial, ao orientador e amigo professor Dr. Vivaldo Fernando da Costa, o qual me abriu as portas tanto na chegada quanto na saída: recebeu-me, incentivou-me nos momentos árdios deste trabalho, foi fonte de grandes conhecimentos e me apoiou no prosseguimento de meus estudos em nova instituição.

Também não poderia deixar de escrever um parágrafo ao professor Dr. Igor Kopcak, co-orientador desta dissertação, modelo de companheirismo e de dedicação ao trabalho, pesquisador que em nenhum momento deixou de me ajudar, nem mesmo no período em que prestava concursos e em que passava por fase de mudança.

Agradeço ainda a todos os amigos do Laboratório de Sistemas de Energia Elétrica, os quais me proporcionaram bons momentos de descontração, além, é claro, de discussões pertinentes ao trabalho; em especial, agradeço a Hugo, Manfred e a Jorge Fernando, pelas colaborações.

Aos professores do Departamento de Sistemas de Energia Elétrica, dentre eles, agradeço a Luis Carlos Pereira da Silva e a Walmir de Freitas Filho pelas discussões e amizade adquirida.

Aos amigos de república, pelas conversas e ensinamentos adquiridos durante minha estadia em Campinas, e, em especial, ao grande amigo Adilson Presoto, pelos ensinamentos

matemáticos a mim prestados, agradeço fortemente.

À Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES), agradeço pelo apoio financeiro.

Sumário

1	Introdução	1
1.1	Apresentação da Dissertação	5
2	Estabilidade de Sistemas Elétricos de Potência	7
2.1	Introdução	7
2.2	Conceitos de Estabilidade	7
2.3	Estabilidade de Ângulo a Pequenas Perturbações	10
2.4	Torques Sincronizante e de Amortecimento	11
2.5	Estabilizador de Sistema de Potência (ESP)	13
2.6	Estabilidade de Tensão e Colapso de Tensão em Sistemas de Energia Elétrica . .	15
2.6.1	O que Pode Conduzir o Sistema ao Colapso de Tensão?	16
2.6.2	Curvas PV	18
2.7	Metodologias de Análise	20
2.7.1	Linearização das Equações	21
3	Estabilidade de Tensão com Interline Power Flow Controller	27
3.1	Introdução	27
3.2	Dispositivos FACTS	28

3.3	Interline Power Flow Controller (IPFC)	33
3.3.1	Princípio Básico de Operação	33
3.4	Modelo Matemático do IPFC	35
3.5	Modelo de Injeção de Potência do IPFC	39
3.6	Inclusão do IPFC no Fluxo de Carga	41
3.6.1	Restrições operacionais do IPFC e do Sistema CA	41
3.6.2	O Controle de Fluxos do IPFC	43
3.6.3	Implementação do IPFC no método de Newton-Raphson	44
3.7	Simulações e Resultados	46
3.7.1	Sistema multimáquinas	46
4	Aplicação do IPFC no Amortecimento de Oscilações Eletromecânicas	55
4.1	Introdução	55
4.2	Modelo de Sensibilidade de Potência (MSP)	56
4.2.1	Potência Geradas	56
4.2.2	Fluxos nas linhas de transmissão	57
4.3	Linearização	58
4.4	O Balanço Nodal de Potência	61
4.4.1	MSP na Forma de Espaço de Estados	63
4.5	Estrutura do Sistema de Controle do IPFC	64
4.5.1	Expansão das Variáveis Diferenciais do IPFC no Fluxo de Carga	68
4.6	Inclusão do IPFC no MSP	71
4.7	Controlador de Oscilações de Potência (Power Oscillation Damping - POD)	73
4.7.1	Introdução	73

4.7.2	Inclusão do POD no MSP	75
4.7.3	Projeto do Controlador POD	82
4.7.4	Procedimentos	83
4.8	Simulações e Resultados	85
4.8.1	Sistema Simétrico de Duas Áreas	86
4.8.2	Inclusão do IPFC no sistema de duas áreas	90
4.8.3	Inclusão do IPFC com POD no sistema de duas áreas	94
5	Conclusões e Sugestões para Trabalhos Futuros	99
5.1	Sugestões para Trabalhos Futuros	100
A	Coeficientes de Sensibilidade	113
A.1	Sistema Multimáquinas	113
B	Parâmetros dos Modelos	115
B.1	Parâmetros da Máquina Síncrona	115
B.2	Parâmetros do Regulador Automático de Tensão	116
B.3	Parâmetros do Controlador IPFC	116
B.4	Parâmetros do Controlador POD	116
C	Dados dos Sistemas Multimáquinas	117
C.1	Sistema 3-Geradores, 9-Barras e 9-Ramos	117
C.2	Sistema de Duas Áreas Simétrico	118

Lista de Figuras

2.1	Classificação de estabilidade de um sistema de potência.	8
2.2	(a) Instabilidade monotônica (b)Instabilidade oscilatória.	12
2.3	Estrutura clássica de um PSS.	14
2.4	Comportamento dinâmico típico de uma carga.	17
2.5	Curva PV.	19
3.1	Diagrama esquemático do IPFC.	34
3.2	Diagrama do IPFC representado por suas fontes série.	36
3.3	Diagrama fasorial da tensão série injetada ($n = j, k$).	37
3.4	Modelo de injeção do IPFC.	40
3.5	Controle dos fluxos de potência pelo IPFC.	43
3.6	Modelo de injeção de potência e controle dos fluxos.	44
3.7	Sistema 3-máquinas 9-barras com o IPFC inserido.	47
3.8	Perfis das Tensões em Função do Fator de Carregamento sem o IPFC	49
3.9	Perfis das Tensões em Função do Fator de Carregamento com o IPFC	50
3.10	Perfis das Tensões em Função do Fator de Carregamento com o IPFC	51
3.11	Perfis das Tensões em Função do Fator de Carregamento com o IPFC	52
3.12	Perfis das Tensões em Função do Fator de Carregamento com o IPFC	52

4.1	Gerador conectado a um sistema de potência.	56
4.2	Representação de uma linha de transmissão ligando duas barras.	57
4.3	Regulador automático de tensão.	60
4.4	Sistema multibarras.	61
4.5	Diagrama representativo do IPFC.	64
4.6	Modelo de injeção de potência do IPFC e fluxos controlados.	65
4.7	Estrutura do sistema de controle do IPFC.	66
4.8	Sistema de controle para componente em quadratura do primeiro conversor.	66
4.9	Sistema de controle para componente em fase do primeiro conversor.	67
4.10	Sistema de controle para componente em fase do segundo conversor.	67
4.11	Estrutura do controlador POD.	74
4.12	Modelo dinâmico do IPFC com controlador POD.	75
4.13	Divisão do bloco <i>Washout</i>	75
4.14	Divisão do primeiro bloco de avanço/atraso de fase.	76
4.15	Divisão do segundo bloco de avanço/atraso de fase.	76
4.16	Diagrama de blocos do sistema realimentado com POD.	85
4.17	Sistema multimáquinas.	87
4.18	Variação angular dos geradores para o caso base.	88
4.19	Fatores de participação: (a) Local 1 (b) Local 2	89
4.20	Fator de participação: modo interárea	90
4.21	Sistema multimáquinas com IPFC.	90
4.22	Variação angular dos geradores com IPFC.	92
4.23	Trajetória do par complexo conjugado representante do modo interárea.	93
4.24	Variação angular dos geradores com a compensação do IPFC.	94

4.25	Localização dos polos no plano complexo.	96
4.26	Desvio do ângulo do rotor: Área 1.	96
4.27	Desvio do ângulo do rotor: Área 2.	97
4.28	Variação da Potência Ativa de Intercâmbio	97

Lista de Tabelas

3.1	Tensões Complexas das Barras com e sem IPFC	48
3.2	Fluxos de Potência Ativa nas Linhas de Transmissão	48
4.1	Autovalores dominantes, frequência e coeficientes de amortecimento	87
4.2	Tensões complexas das barras com e sem IPFC	91
4.3	Autovalores dominantes, frequências e coeficientes de amortecimento com IPFC	92
4.4	Efeito da Compensação Reativa no Perfil da Tensão da Barra 8.	93
4.5	Parâmetros do controlador POD	95
4.6	Autovalores Dominantes, Frequência e Coeficientes de Amortecimento com IPFC	95
C.1	Dados das Máquinas Geradoras	117
C.2	Dados das Linhas de Transmissão	118
C.3	Dados do Ponto de Operação Inicial - Caso Base.	118
C.4	Dados das Máquinas Geradoras	119
C.5	Dados das Linhas de Transmissão	119
C.6	Dados do Ponto de Operação Inicial - Caso Base.	120
C.7	Dados do Regulador Automático de Tensão.	120
C.8	Dados dos Controladores PI do IPFC.	120
C.9	Dados do Controlador POD.	120

Lista de Abreviações

FACTS	-	<i>Flexible AC Transmission Systems</i>
GTO	-	<i>Gate Turn-Off Thyristor</i>
LMI	-	<i>Linear Matrix Inequalities</i>
IPFC	-	<i>Interline Power Flow Controller</i>
POD	-	<i>Power Oscillation Damping</i>
PSS	-	<i>Power System Stabilizer</i>
SSSC	-	<i>Static Synchronous Series Compensator</i>
STATCOM	-	<i>Static Synchronous Compensator</i>
SVC	-	<i>Static Var Compensator</i>
TCR	-	<i>Thyristor Controlled Reactor</i>
TCSC	-	<i>Thyristor Controlled Series Capacitor</i>
TSSC	-	<i>Thyristor Switched Series Capacitor</i>
UPFC	-	<i>Unified Power Flow Controller</i>
VSC	-	<i>Voltage Source Converter</i>

Capítulo 1

Introdução

“O começo é a parte mais importante do trabalho”.

Platão (428 - 348 a.C.)

ENTENDE-SE por estabilidade de sistemas elétricos de potência a capacidade que esses sistemas possuem de encontrar um novo ponto de operação estável quando, operando inicialmente num dado ponto de equilíbrio, sofrem uma perturbação e se deslocam para outro ponto de operação que satisfaça as exigências do atendimento de demanda de seus consumidores de acordo com dois princípios básicos: segurança e confiabilidade. Segurança é a manutenção de níveis adequados de tensão e frequência necessários ao pleno funcionamento dos equipamentos elétricos e confiabilidade é a garantia da entrega de energia elétrica com o menor número de interrupções possível, mesmo em condições adversas [1].

De acordo com o tipo de perturbação ocorrida pode-se definir uma importante classificação no estudo da estabilidade. Quando o sistema é submetido à variações bruscas nas condições de operação, provocadas por grandes distúrbios tais como curtos-circuitos na rede de transmissão ou perda de um parque gerador, o estudo é chamado de “análise de estabilidade transitória”. Porém, quando nos referimos às pequenas perturbações, isto é, variações normais de cargas nos barramentos, o estudo da estabilidade é chamado de “estabilidade dinâmica” e, mais

recentemente de “estabilidade a pequenas perturbações” [2, 3].

Uma perturbação é considerada pequena se as equações que descrevem o comportamento do sistema podem ser linearizadas em torno de um ponto de equilíbrio estável e, desta maneira, todas as propriedades aplicáveis à análise de sistemas lineares podem ser utilizadas.

Nessa dissertação é investigado o problema de estabilidade a pequenas perturbações, o qual é um fenômeno que ocorre com grande frequência durante a operação do sistema elétrico de potência. Embora essas perturbações sejam de pequena intensidade, podem levar o sistema à instabilidade, dependendo de suas condições de operação [4, 5].

A modelagem matemática apropriada é um fator de vital importância no estudo de estabilidade dinâmica. Até o final da década de 50 o modelo utilizado no estudo de estabilidade (pequenas e grandes perturbações) baseava-se no modelo clássico[†] para os geradores. Essa modelagem mostrou-se suficiente, visto que permitia uma avaliação segura do coeficiente de sincronização do gerador, já que nesta época o amortecimento das oscilações do sistema elétrico não era um fator crítico.

Porém a partir do final da década de 50, com o desenvolvimento econômico e industrial, tornaram-se necessárias a expansão e a interligação dos sistemas elétricos de potência. Tais fatores favoreceram o aparecimento de oscilações eletromecânicas de baixa frequência fracamente ou não amortecidas e a utilização do modelo clássico dos geradores tornou-se em grande parte inadequada. Para transitórios provocados por grandes distúrbios, constatou-se que os sistemas, mesmo não perdendo a estabilidade na primeira oscilação durante um curto intervalo de tempo (2 ou 3 segundos), tornava-se instável. A perda de estabilidade na forma de oscilações de amplitudes crescentes era constatada depois de alguns segundos ou até mesmo minutos. A inserção dos reguladores automáticos de tensão contribuiu fortemente para o surgimento dessas oscilações, visto que quando operavam sob controle manual essas oscilações extinguíam-se. Embora o uso desses dispositivos com altos ganhos trouxesse benefícios como o aumento do coeficiente sincronizante dos geradores, que aumentavam o limite de estabilidade de regime permanente e transitória, os reguladores causavam um impacto

[†]Nesse modelo, os geradores são representados por uma fonte de tensão de magnitude constante, conectado à rede de transmissão através de impedâncias constantes.

negativo no amortecimento das oscilações subsequentes a primeira oscilação [6].

Análises realizadas por De Mello e Concórdia [7] no final da década de 60, esclareceram como os reguladores automáticos de tensão afetavam prejudicialmente a estabilidade dos sistemas elétricos de potência. Foi utilizado nos seus estudos o modelo linearizado de Heffron-Phillips [8] que representa um sistema máquina/barramento infinito. Explorando os importantes conceitos de torque sincronizante (proporcional às variações angulares do rotor) e torque de amortecimento (proporcional às variações de velocidade do rotor), esses dois pesquisadores estabeleceram as bases para compreensão do fenômeno e propuseram uma solução efetiva para o problema. Com o objetivo de fornecer torque de amortecimento adicional às oscilações do rotor, foi proposto que se introduzisse sinais estabilizantes suplementares nos sistemas de controle de excitação dos geradores. Tais sinais são oriundos de dispositivos chamados Estabilizadores de Sistema de Potência (PSS's - *Power System Stabilizers*).

O desempenho satisfatório do modelo Heffron-Phillips (MHP) motivou alguns pesquisadores a buscarem sua generalização para o estudo de oscilações eletromecânicas em sistemas multimáquinas. Porém a necessidade da representação de uma barra infinita no MHP foi um fator que restringiu a extensão do modelo para sistemas multimáquinas. Outro aspecto importante a ser ressaltado é que a consideração de uma barra infinita entre sistemas reais interligados não é totalmente correta [9].

Para superar as limitações do MHP, Deckmann e da Costa propuseram um modelo alternativo de análise linear do comportamento dinâmico de sistemas elétricos de potência. Este modelo, chamado de Modelo de Sensibilidade de Potência (MSP) [10], tem como conceito fundamental de aplicação o balanço nodal de potência. Características importantes podem ser notadas neste modelo, tais como a decomposição entre subsistemas de potência (subsistema ativo e subsistema reativo), e também uma decomposição temporal entre as variáveis de estado de característica lenta e as variáveis algébricas de característica rápida. Devido ao grande potencial e facilidade de extensão para sistemas multimáquinas, o MSP pode ser satisfatoriamente empregado na análise de estabilidade a pequenas perturbações de sistemas multimáquinas [11].

Ainda hoje, a solução proposta por de Mello e Concordia em [7] é a mais utilizada pelas empresas de energia elétrica para providenciar o adequado amortecimento das oscilações eletromecânicas. Isso porque o PSS é considerado uma solução simples, efetiva e relativamente barata. Entretanto, existem situações nas quais o PSS não apresenta desempenho satisfatório, e, nesses casos, uma solução efetiva graças aos recentes avanços proporcionado na área da eletrônica de alta potência é a utilização de controladores FACTS (*Flexible A C Transmission System*). Esses dispositivos podem propiciar um rápido controle dos fluxos de potência na rede de transmissão, mantendo-os em rotas estabelecidas, assim como aumentar a capacidade de transmissão e melhorar de forma generalizada a estabilidade dos sistemas [12, 13]. Esses benefícios suplementares não são conseguidos com a instalação de PSS's [14].

Nessa dissertação é analisada a influência da última geração dos dispositivos FACTS, nomeado como IPFC (*Interline Power Flow Controller*) no amortecimento das oscilações eletromecânicas sob condições de pequenas perturbações. Também é realizada uma abordagem puramente estática para analisar a influência que este dispositivo causa na estabilidade de tensão do sistema. Todas as análises são realizadas utilizando um programa computacional desenvolvido no ambiente MATLAB[®], no qual foram implementados os modelos do IPFC e do controlador POD (*Power Oscillation Damping*). O projeto do controlador POD é baseado em técnicas de controle clássico, assim como na análise modal, gráficos do lugar das raízes e técnicas de resposta no domínio do tempo. Esse controlador é projetado visando o amortecimento adequado das oscilações interárea. Para a entrada desse controlador foi escolhido o sinal do fluxo de potência de uma linha de transmissão próxima de onde o IPFC encontra-se instalado.

Dois sistemas testes foram considerados nesse trabalho: um para análise estática e outro para a análise dinâmica. Os resultados obtidos pela análise estática, mostraram que o controlador IPFC é eficaz no controle de fluxos de potência nas linhas de transmissão, porém dependendo de onde ele seja instalado e da topologia do sistema, esse dispositivo pode diminuir consideravelmente a margem do máximo carregamento do sistema, ou seja, tornar o sistema menos seguro do ponto de vista de estabilidade de tensão. Já pela análise dinâmica foi comprovado que o dispositivo IPFC quando equipado com um controlador POD possui um grande potencial para amortecer as oscilações interárea presentes no sistema.

1.1 Apresentação da Dissertação

Esta dissertação está estruturada em cinco capítulos e três apêndices descritos a seguir:

No Capítulo 2 são apresentados os principais problemas de estabilidade de sistemas elétricos de potência, dando destaque especial a estabilidade de ângulo e estabilidade de tensão frente a pequenas perturbações, bem como são apresentadas as principais metodologias de análise que têm sido mais utilizadas para abordá-los.

No Capítulo 3 é feita uma breve revisão sobre os principais dispositivos FACTS mais utilizados nos sistemas elétricos de potência, dando uma atenção maior ao controlador IPFC. O modelo de injeção de potência desse controlador é apresentado e a sua inclusão no fluxo de carga pelo método de Newton-Raphson é detalhada. Por fim, são realizadas algumas simulações para comprovar a eficiência do IPFC no gerenciamento de fluxos de potência em linhas de transmissão. Estudos referentes ao máximo carregamento do sistema com e sem a inclusão do IPFC no sistema são apresentados.

No Capítulo 4 são apresentados o Modelo de Sensibilidade de Potência, a estrutura do sistema de controle do IPFC e a estrutura do controlador POD. A inclusão das equações diferenciais que representam o IPFC e o controlador POD no MSP é apresentada e, por fim, são apresentados os resultados das simulações realizadas com a implementação dos modelos desenvolvidos.

No Capítulo 5 são destacadas as principais conclusões deste trabalho e algumas sugestões para trabalhos futuros.

Nos apêndices A, B e C são fornecidas as expressões dos coeficientes de sensibilidade de potência, os parâmetros dos equipamentos utilizados nas simulações, assim como os dados dos dois sistemas testes usados nessa dissertação.

Capítulo 2

Estabilidade de Sistemas Elétricos de Potência

“Um mar calmo nunca formou um marinheiro habilidoso”.

Provérbio Inglês

2.1 Introdução

ESTE Capítulo é inicializado com uma discussão sobre os diferentes tipos de estabilidade que ocorrem nos sistemas elétricos de potência. Atenção especial é dada aos problemas referentes à estabilidade de ângulo e de tensão sob condições de pequenas perturbações, bem como as principais metodologias de análise que têm sido utilizadas para abordá-los.

2.2 Conceitos de Estabilidade

Como discutido no Capítulo precedente, o conceito de estabilidade está relacionado com a propriedade do sistema permanecer em um estado de equilíbrio sob condições normais de operação e atingir um estado de equilíbrio aceitável após ser submetido a um distúrbio, seja

ele de pequena ou grande magnitude [15, 16]. Recentemente, tendo como objetivo prover a compreensão do termo “estabilidade de sistemas de potência” em uma definição física que se enquadrasse nas definições da teoria de sistemas elétricos, KUNDUR et al. [16] propuseram:

“A estabilidade de sistemas elétricos de potência é a habilidade de um sistema de energia elétrica, para uma determinada condição operacional inicial, recuperar um estado de equilíbrio operacional depois que estiver sujeito a uma perturbação física, com limitação das variáveis do sistema de forma que a integridade de sistema seja preservada”.

A integridade do sistema é preservada quando praticamente todo sistema de potência restante permanece intacto sem sofrer desligamento de geradores ou cargas, com exceção daqueles desconectados através do isolamento dos elementos sob falta ou intencionalmente desconectados para preservar a continuidade da operação do restante do sistema [15].

A Figura 2.1 apresenta o quadro geral do problema de estabilidade, classificando suas categorias e subcategorias [16]. Para fins didáticos são descritas as formas correspondentes dos fenômenos de estabilidade para os dois tipos que foram abordados nessa dissertação, marcados por um tom mais acentuado na figura abaixo.

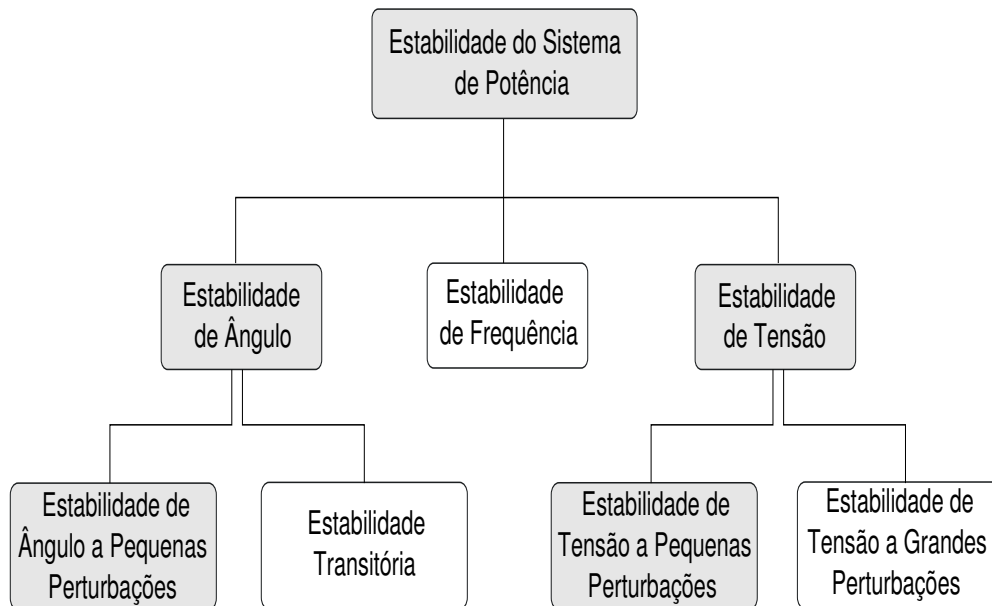


Figura 2.1: Classificação de estabilidade de um sistema de potência.

Na Figura 2.1, o problema de estabilidade pode ser classificado como sendo:

- Estabilidade de ângulo;
- Estabilidade de frequência;
- Estabilidade de tensão.

É importante observar na Figura 2.1 que para as categorias de estabilidade de ângulo e estabilidade de tensão, pode-se abordar esses problemas segundo duas subcategorias: pequenas e grandes perturbações. É importante frisar que nesse trabalho a forma abordada é referente às pequenas perturbações.

A estabilidade de ângulo refere-se à capacidade que os ângulos dos rotores dos geradores síncronos possuem de continuar ou não em sincronismo (mesma velocidade) após a ocorrência de perturbações no sistema. Como veremos no decorrer do Capítulo, a instabilidade pode ocorrer sob a forma **monotônica** ou **oscilatória**, traduzidas por uma aceleração contínua ou por oscilações de amplitudes crescentes dos rotores dos geradores, respectivamente. No primeiro caso a instabilidade é devido à falta de torques sincronizantes dos geradores síncronos e no segundo devido a falta de torques de amortecimento [1, 6].

A estabilidade de frequência em sistemas elétricos de potência se caracteriza na capacidade do sistema de manter a frequência gerada dentro da faixa de tolerância, ou seja, em torno da frequência nominal, em condições operacionais normais ou mesmo após o sistema ser submetido a uma perturbação.

A estabilidade de tensão em sistemas elétricos de potência caracteriza-se na capacidade do sistema de manter as tensões em todas as barras que o compõe, em faixas de tolerância da tensão nominal, em condições operacionais normais ou mesmo após o sistema ser submetido a uma perturbação. Geralmente, a instabilidade se dá na forma de uma queda progressiva e incontrolada na magnitude da tensão em uma ou mais barras do sistema elétrico [1, 15].

2.3 Estabilidade de Ângulo a Pequenas Perturbações

A partir da década de 50, com a interconexão dos sistemas elétricos de potência, notou-se o surgimento de novos problemas dinâmicos que até então eram desconhecidos pelos engenheiros de potência. Dentre os problemas encontrados, destaca-se o das oscilações eletromecânicas de baixa frequência, as quais passavam a representar um dos principais obstáculos à operação estável dos sistemas interconectados, e a sua ocorrência é frequentemente observada na maioria dos sistemas constituídos a partir do início dos anos 60 [14, 16].

Nas literaturas, os problemas de oscilações eletromecânicas são tratados de formas distintas e podem ser de natureza local ou global. Problemas locais envolvem uma pequena parte do sistema de potência, e são geralmente associados com as oscilações de ângulo do rotor de uma unidade geradora contra o restante do sistema ou contra outra unidade geradora dentro da mesma área. Essas oscilações são definidas como *oscilações de modo local* e sua frequência é da ordem de 0,7 a 1,2 Hz. As oscilações de modo local tendem a ocorrer quando os geradores (ou grupo de geradores) são conectados ao sistema por linhas de transmissão com altas reatâncias. Tal fato ocorre principalmente para o caso das grandes usinas hidrelétricas situadas distantes de seus centros de cargas e, portanto, conectadas por longas linhas de transmissão (essencialmente radiais) em alta e extra-alta tensão [16, 17].

Os problemas globais são causados por interações entre um grande número de unidades geradoras. Basicamente envolvem um grupo de geradores localizado em uma área oscilando coerentemente contra outro grupo de geradores, localizados em áreas adjacentes. Essas oscilações são denominadas como *oscilações de modo interárea*, com frequência de oscilação entre 0,2 a 0,8 Hz e ocorrem principalmente quando os sistemas são conectados por linhas relativamente fracas, ou seja, com capacidades muito inferiores às capacidades dos sistemas que elas interligam. Suas características são bastante complexas e diferentes das oscilações de modo local. Para o caso do modo interárea a característica da carga exerce maior influência no amortecimento das oscilações [16].

Uma operação segura dos sistemas de potência está intrinsecamente associada com um adequado amortecimento dos modos de oscilação local e interárea. Consequências desastrosas

para a estabilidade de sistemas interligados tais como desligamentos parciais ou até mesmo totais (blecautes), uma vez que em um processo de desligamentos em cascata pode ser desencadeado, podem ocorrer se esses modos não forem apropriadamente amortecidos [6].

No contexto em que a segurança da operação pode ser afetada, torna-se necessário fornecer amortecimento adicional às oscilações do rotor. Uma alternativa para esse problema é introduzir sinais suplementares estabilizantes nos sistemas de controle de excitação dos geradores. Esses sinais são derivados da velocidade angular dos rotores dos geradores, da potência ou da frequência, e são utilizados por circuitos denominados PSS's (*Power System Stabilizers*). O PSS pode ser visto como um bloco adicional do controle de excitação da máquina, utilizado para melhorar o desempenho dinâmico do sistema, especialmente projetado para introduzir torque de amortecimento aos modos de oscilações local ou interárea, salvo algumas restrições[‡].

Em face ao surgimento de novas tecnologias aliado ao grande desenvolvimento da eletrônica de alta potência, particularmente dos tiristores, novos equipamentos de regulação e controle das redes de transmissão de energia elétrica podem ser utilizados para amortecimento das oscilações eletromecânicas. Controladores FACTS, tais como, SVC, TCSC, STATCOM, SSSC, UPFC e IPFC, permitem melhorar o desempenho dinâmico do sistema de potência. A utilização de sinais estabilizantes na malha de controle desses equipamentos vem sendo considerada como uma alternativa eficaz no amortecimento de oscilações interárea à utilização do tradicional PSS [14].

2.4 Torques Sincronizante e de Amortecimento

O fenômeno de estabilidade de ângulo a pequenas perturbações está basicamente associado aos desbalanços de torques eletromecânicos nos geradores síncronos do sistema, os quais acarretam em trocas oscilatórias de potência entre os geradores através das linhas de transmissão. Para uma dada frequência de oscilação do rotor do gerador, existe uma variação do torque elétrico de mesma frequência e proporcional à amplitude de oscilação[10]. Esse torque

[‡]Dependendo do ganho a ser ajustado, o PSS pode interagir com a dinâmica dos geradores ou com os sistemas de excitação dos mesmos.

pode ser decomposto em duas componentes ortogonais, denominadas torques de amortecimento e sincronizante, obtidas a partir da seguinte equação de oscilação:

$$M\Delta\ddot{\delta} = \Delta T_M - \Delta T_E, \quad (2.1)$$

na qual a variação do torque elétrico pode ser escrita como:

$$\Delta T_E = K_s\Delta\delta + K_d\Delta\omega, \quad (2.2)$$

onde $K_s\Delta\delta$ é a componente do torque em fase com o ângulo do rotor (componente de torque sincronizante) e $K_d\Delta\omega$ é a componente do torque em fase com a velocidade do rotor (componente de torque de amortecimento). A estabilidade resultante da máquina síncrona, sob condições de pequenas perturbações, é determinada pelos valores destas duas componentes. Dessa maneira, a instabilidade pode ocorrer por falta de torque sincronizante (coeficiente sincronizante negativo) ou por falta de torque de amortecimento (coeficiente sincronizante positivo, porém coeficiente de amortecimento negativo). No primeiro caso a instabilidade é caracterizada por um crescimento predominantemente monotônico do ângulo do rotor (instabilidade monotônica), e no segundo por oscilações com amplitudes crescentes no tempo (instabilidade oscilatória) [1]. A Figura 2.2 ilustra estes tipos de instabilidades.

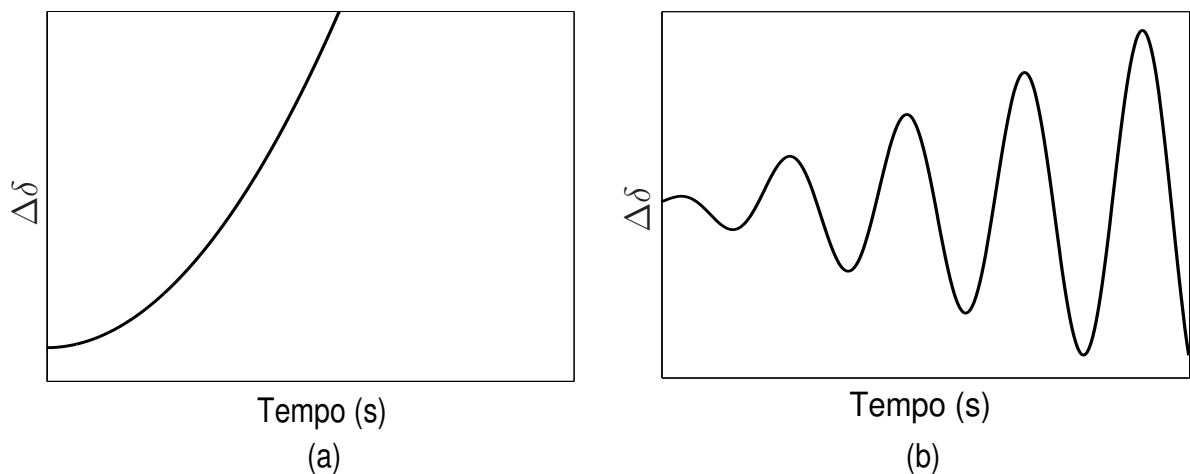


Figura 2.2: (a) Instabilidade monotônica (b) Instabilidade oscilatória.

Nos sistemas elétricos de potência atuais a estabilidade a pequenas perturbações esta frequentemente atribuída a problemas relacionados à insuficiência de amortecimento das oscilações eletromecânicas. Para esses casos, uma maneira que os engenheiros de potência encontraram para solucionar esse problema foi através da introdução de sinais estabilizantes na excitação dos geradores síncronos do sistema de acordo com o trabalho realizado por De Mello e Concórdia em [7].

2.5 Estabilizador de Sistema de Potência (ESP)

O Estabilizador de Sistema de Potência (PSS - *Power System Stabilizer*) tem a função de introduzir sinais estabilizantes na referência dos reguladores automáticos de tensão. A função deste estabilizador é propiciar um aumento da componente de amortecimento do torque elétrico, por meio da modulação da tensão de referência do sistema de excitação do gerador. Para desempenhar esta função o PSS deve compensar os atrasos de fase introduzidos pela malha de controle de tensão do gerador [1, 19].

A componente extra de torque de amortecimento introduzida pela ação do PSS deve estar em fase com a variação da velocidade do eixo da máquina. Por esse motivo, o sinal mais evidente a ser considerado como sinal de entrada é o desvio de velocidade ($\Delta\omega$). Porém, sinais derivados da potência elétrica dos geradores (ΔP_e) ou da frequência (Δf) também podem ser utilizados, como mostra um estudo feito comparando diferentes sinais de entrada em [21, 22].

A estrutura básica de um PSS é ilustrada na Figura 2.3, quando o método de compensação de fase é utilizado para o seu projeto. Basicamente o PSS é composto por:

- Um ganho K_{PSS} ajustado para fornecer a quantidade de amortecimento requerido. Esse ajuste algumas vezes é realizado a partir de ensaios de campo. Um valor elevado desse ganho pode instabilizar o modo da excitatriz, associado com a malha de controle de tensão. Uma regra utilizada é fixar o ganho em $\frac{K_{PSS}^*}{3}$, sendo K_{PSS}^* o ganho para o qual o sistema torna-se instável. Outro procedimento utilizado, consiste em especificar o amortecimento como requisito de projeto, e então selecionar o valor do ganho que atenda

a essa especificação [14].

- Um bloco *washout* que permite somente a passagem de sinais associados às baixas frequências eletromecânicas de interesse, definido pela constante de tempo T_w de valor não crítico na faixa de 1 a 20 segundos.
- Por fim, uma associação de blocos de avanço-atraso de fase, definidos pelas constantes de tempo $T_1 = T_3$ e $T_2 = T_4$, proporcionando avanço e atraso de fase, respectivamente.

Na Figura 2.3, a entrada do PSS é $\Delta\omega$, o qual é geralmente escolhido por ser um sinal disponível localmente. O sinal de saída é ΔV_{PSS} , o qual é somado à tensão de referência do regulador automático de tensão.

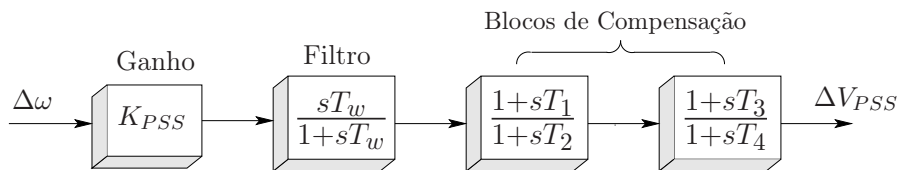


Figura 2.3: Estrutura clássica de um PSS.

É importante ressaltar que atualmente várias técnicas de controle têm sido propostas para o projeto de PSS's, como por exemplo, técnicas de controle robusto incluindo otimização H_2 , H_∞ e LMI (*Linear Matrix Inequalities*) [23–26]. Entretanto, técnicas de controle clássico, que utilizam métodos de resposta em frequência e no tempo, ainda são predominantemente utilizadas na indústria [6].

Pelo fato dos projetos desses controladores serem baseados na modelagem de uma máquina síncrona conectada a um barramento infinito, as interações dinâmicas entre os geradores síncronos do sistema não são levadas em conta. Assim, o objetivo da aplicação de PSS's é concentrado no fortalecimento das oscilações de modo local, o que leva a buscar novas alternativas no amortecimento de oscilações de modo interárea. Uma delas é a inclusão de dispositivos FACTS (*Flexible AC Transmission Systems*) equipados com controladores POD (*Power Oscillation Damping*) em sua malha de controle. Como será visto nos Capítulos 3 e 4 o dispositivo IPFC além de trazer grandes benefícios ao sistema de potência, pode ainda fornecer amortecimento necessário as oscilações de modo interárea.

2.6 Estabilidade de Tensão e Colapso de Tensão em Sistemas de Energia Elétrica

A estabilidade de tensão em sistemas de energia elétrica é sem dúvida um assunto de vital importância para a operação segura e confiável dos mesmos, causando grande preocupação nas empresas de energia elétrica. A estabilidade de tensão refere-se à capacidade do sistema de potência em manter um perfil de tensões adequado em todos os seus barramentos, tanto em condições normais, como em situações de distúrbio. Um sistema entra em um estado de instabilidade de tensão quando uma perturbação, elevação de carga ou alteração na configuração, causa um contínuo e incontrolável declínio da tensão. Sendo substancialmente relacionado à indisponibilidade de suprimento de potência reativa, o fenômeno é caracterizado por uma redução progressiva na magnitude da tensão, iniciando de forma localizada e podendo então se expandir até mesmo por todo o sistema interligado, causando colapso na operação.

Sabe-se dos prejuízos causados em várias partes do mundo devido ao fenômeno que os estudiosos de potência chamam de colapso de tensão. Alguns exemplos podem ser citados, como o ocorrido no dia 14 de agosto de 2003, o qual foi o maior blecaute da história dos Estados Unidos que afetou oito estados (região nordeste dos EUA), incluindo a província de Ontário (parte do sul do Canadá), deixando 50 milhões de pessoas sem energia e, segundo algumas estimativas econômicas, provocando um prejuízo de US\$ 6 bilhões. Os maiores e mais recentes apagões brasileiros aconteceram em 11 de março de 1999, quando dez estados das regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste ficaram sem energia, em janeiro de 2002, quando também dez estados dessas regiões, além do Distrito Federal, ficaram apagados e no dia 10 de novembro de 2009 quando 18 estados brasileiros ficaram às escuras atingindo mais de 50 milhões de pessoas [27–29]. Outros exemplos que são citados em [30, 31] são:

- 22 de setembro de 1970 em Nova York, EUA;
- 19 de dezembro de 1978 na França;
- 04 de agosto de 1982 na Bélgica;
- 28 de dezembro de 1982 na Flórida, EUA;
- 27 de dezembro de 1983 na Suécia;

- 30 de novembro de 1986 no SE Brasil / Paraguai;
- 12 de janeiro de 1987 na França;
- 23 de julho de 1987 no Japão;
- 05 de julho de 1990 em Baltimore e Washington, EUA;
- 17 de janeiro de 1994 na área do WSCC, EUA;
- 14 de dezembro de 1994 na área do WSCC, EUA;
- 02 de julho de 1996 na área do WSCC EUA;
- 10 de agosto de 1996 na área do WSCC, EUA;
- 24 de abril de 1997 no Sistema S-SE, Brasil.

2.6.1 O que Pode Conduzir o Sistema ao Colapso de Tensão?

De fato, são vários os problemas que levam o sistema elétrico de potência ao colapso de tensão, porém os maiores deles, ainda são a falta de investimento no setor energético, a crescente expansão do mercado consumidor de energia e as restrições de ordem ecológicas e ambientais. De forma mais direta, são as dificuldades encontradas na construção de novas unidades geradoras e linhas de transmissão para o transporte de energia, além, é claro, de equipamentos de medidas preventivas e corretivas que podem fazer toda a diferença quando um sistema necessite de suporte imediato [15].

Outro motivo que se enquadra em nossa conjectura, é o fato da fonte enérgica do Brasil ser predominantemente hidráulica. O esgotamento dos recursos hidrelétricos próximos dos principais centros de carga, força a buscar esses recursos muito longe de seus centros de consumo, exigindo assim a formação de um sistema mais complexo caracterizado por longas linhas de transmissão de alto valores de retância, propiciando assim à ocorrência de problemas de instabilidade [32].

Existem várias outras alterações nas condições de operação de um sistema de potência que contribuem para o colapso de tensão. A maioria destas alterações tem um efeito significativo na geração, transmissão e consumo de potência reativa [33]:

- acréscimo no carregamento;

- geradores, condensadores síncronos e controladores estáticos de reativos atingindo seus limites de potência reativa;
- saídas de linhas ou geradores;
- comportamento das cargas face às variações de tensão;
- variação automática de taps de transformadores;

É importante enfatizar que no primeiro item, o carregamento do sistema pode ser interpretado de uma maneira mais abrangente, isto é, não somente como um aumento de carga, mas também como um aumento na transferência de potência entre áreas; do aumento da carga de determinadas áreas; ou da carga de barras específicas. Não obstante, o aumento pode também ser definido em termos de potência ativa (P), potência reativa (Q) ou potência aparente (S) [15].

Pelas idéias mencionadas acerca do problema de colapso de tensão, pode-se concluir que o principal responsável pela instabilidade de tensão é a incapacidade do sistema de atender à demanda de potência reativa de forma precisa. Isso se torna mais intuitivo analisando a Figura 2.4 obtida por testes em campo, no qual mostra o comportamento típico de uma carga agregada ao sistema, isto é, o comportamento equivalente de todos os componentes individuais conectada a uma barra do sistema, em decorrência de uma variação em degrau na tensão dessa barra.

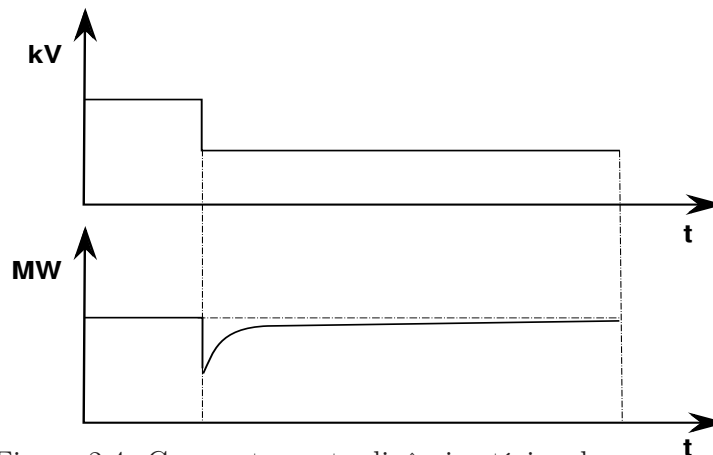


Figura 2.4: Comportamento dinâmico típico de uma carga.

Conforme se pode notar na Figura 2.4, após a ocorrência da perturbação a carga apresenta uma tendência de retornar ao valor de demanda pré-perturbação, exibindo uma recuperação de forma exponencial. Nota-se que a carga irá manter o nível de potência pré-perturbação com uma tensão menor. Para que isto ocorra, a corrente deve aumentar. Este aumento gradativo da corrente na linha de transmissão durante o processo de recuperação da carga exige reativos adicionais para suprir as perdas associadas a este aumento. Se esta exigência não puder ser atendida devido a um suporte inadequado de potência reativa no sistema, a ocorrência do colapso de tensão será inevitável se não forem tomadas medidas corretivas, tais como o chaveamento de capacitores, inserção de compensadores estáticos de reativos, etc. Esse processo de restauração da carga se dá de forma lenta (dezenas de minutos), e a sua característica monotônica é que traduz a forma monotônica do colapso de tensão [18].

2.6.2 Curvas PV

Uma forma de visualizar o problema de estabilidade de tensão no sistema elétrico de potência é através da curva PV de uma barra de carga, conforme ilustrada na Figura 2.5. O levantamento da curva PV consiste em realizar cálculos de fluxo de potência, a partir de um ponto de operação inicial identificado como caso base, considerando sucessivos aumentos de carga em uma única barra, numa área, ou em todo o sistema. Nessa Figura, a intersecção da curva PV (característica do sistema) com a característica da carga (potência constante) resulta em dois pontos de equilíbrio **A** e **B**. Com a injeção de reativos no sistema a curva PV expande-se para a direita e a estabilidade desses dois pontos pode ser avaliada. Como se pode notar na Figura 2.5, os novos pontos de equilíbrio **A'** e **B'** exibem em relação aos pontos **A** e **B**, uma maior e menor magnitude de tensão, respectivamente. Isso caracteriza os pontos **A** e **B** como sendo pontos de equilíbrio **estável** e **instável**, respectivamente. Nesse sentido, cabe salientar a seguinte definição dada em [34]:

Um ponto de operação é estável no que diz respeito à estabilidade de tensão se a magnitude da tensão de uma dada barra do sistema umenta conforme uma injeção de potência reativa nessa mesma barra é aumentada.

Dessa afirmação, nota-se que a curva PV se caracteriza por pontos de operação estáveis na parte superior e instáveis na parte inferior.

Ainda pela Figura 2.5 pode-se observar que o ponto de operação C é representado pela potência (P_{MAX}) com o respectivo valor da tensão (V_{crit}) e é definido como sendo o **limite (estático) de estabilidade de tensão** ou **ponto de colapso de tensão** [1].

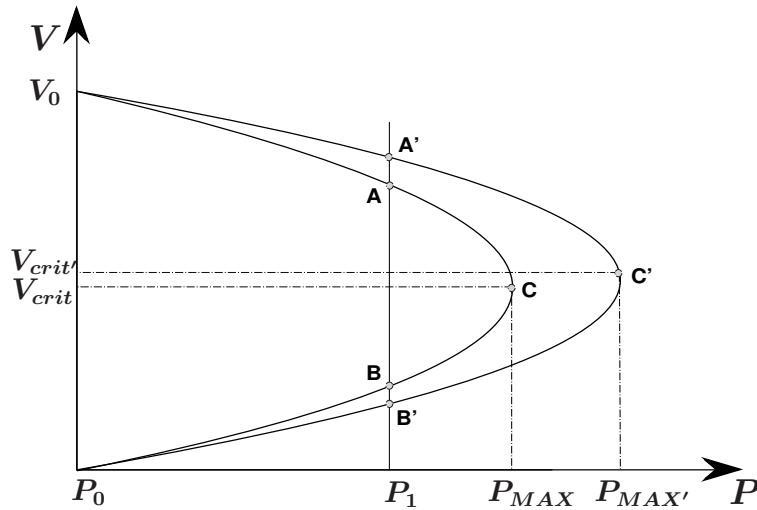


Figura 2.5: Curva PV.

A curva PV tem sido extensivamente utilizada para os devidos fins:

- Análise estratégica de planejamento e operação de sistemas eléctricos de potência;
- Determinação de limites de transferência de potência;
- Ajuste das margens.

O processo de geração dessa curva requer um conjunto de hipóteses acerca da estrutura do sistema, da estratégia utilizada para o despacho de potência ativa, das restrições do sistema e da direcção do incremento de carga. Neste último caso, uma hipótese típica consiste em assumir uma variação de carga unidimensional, na qual um coeficiente escalar, denominado **fator de carregamento** (ρ), representa a quantidade de variação ao longo de uma dada direcção do

aumento de carga. Outros caminhos típicos para o incremento da carga incluem variações unidimensionais da carga ativa e/ou reativa em um único nó da rede, em uma área definida ou no sistema todo [35].

O ponto de máximo carregamento ou ponto de colapso de tensão (“nariz” da curva PV) é identificado após a obtenção da curva PV para uma dada barra do sistema. A distância entre esse ponto e o ponto de operação básico (distância entre P_1 e P_{MAX} na Figura 2.5) indica a margem de carregamento do sistema. O conhecimento desta margem é crucial para o operador, o qual poderá avaliar, por exemplo, se para um dado distúrbio, tais como a saída de uma linha de transmissão ou uma variação súbita do carregamento do sistema, existirá um ponto de operação factível e seguro para as novas condições.

A utilização de métodos convencionais de fluxo de potência para a obtenção da curva PV é restrita à sua parte superior, visto que no ponto de máximo carregamento a matriz Jacobiana é singular, o que acarreta em dificuldades de convergência. Por esta razão, na prática o limite de estabilidade de tensão é associado à não convergência do fluxo de potência. No entanto, embora envolva um maior custo computacional, uma curva PV completa pode ser obtida através de fluxos de potência da continuação (*continuation power flow*), os quais contornam as dificuldades de convergência mencionadas anteriormente [18, 36].

Cabe aqui ressaltar que nessa dissertação assumiu-se uma variação de carga unidimensional, na qual o **fator de carregamento** (ρ) representa a quantidade de variação ao longo da direção do aumento de carga ativa e reativa nas barras de carga do sistema e que a obtenção da curva PV ficou restrita somente à parte superior, ou seja, não foi feita análises via o método da continuação.

2.7 Metodologias de Análise

O comportamento de um sistema elétrico de potência pode ser resumido em um conjunto de equações algébricas e diferenciais, como descrito em (2.3):

$$\begin{aligned}\dot{x} &= f(x, y, u) \\ 0 &= g(x, y, u)\end{aligned}\tag{2.3}$$

nas quais as funções f e g são definidas por:

- $f \in \mathbb{R}^n$ é o conjunto de equações que representa a dinâmica do sistema, tais como a dinâmica dos geradores, reguladores automático de tensão, PSS's, POD's e dispositivos FACTS.
- $g \in \mathbb{R}^m$ é o conjunto de equações algébricas, referente ao balanço de potência ativa e reativa em cada barra do sistema;

e as variáveis x, y, u são definidas por:

- $x \in \mathbb{R}^n$ sendo o vetor das variáveis de estado do sistema, como o estado dinâmico dos geradores, cargas, e outros controladores do sistema;
- $y \in \mathbb{R}^m$ sendo o vetor de variáveis algébricas que relaciona as dinâmicas rápidas com a rede de transmissão;
- $u \in \mathbb{R}^k$ sendo o vetor de variáveis de entrada.

2.7.1 Linearização das Equações

A estabilidade a pequenas perturbações de um sistema de potência se refere à capacidade que o sistema possui de permanecer próximo a um estado de equilíbrio após ser submetido a uma pequena perturbação. A magnitude da perturbação deve ser pequena o suficiente de forma a permitir a linearização das equações do sistema em torno de um ponto de equilíbrio. Desta forma, a estabilidade a pequenas perturbações é considerada um fenômeno essencialmente linear e, portanto, sua abordagem é realizada através de técnicas lineares de análise.

Para pequenas variações em torno de um ponto de operação (x_0, y_0, u_0) , a forma linearizada da equação (2.3) torna-se:

$$\begin{bmatrix} \Delta \dot{x} \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial f}{\partial x} & \frac{\partial f}{\partial y} & \frac{\partial f}{\partial u} \\ \frac{\partial g}{\partial x} & \frac{\partial g}{\partial y} & \frac{\partial g}{\partial u} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta x \\ \Delta y \\ \Delta u \end{bmatrix} \quad (2.4)$$

na qual Δ denota uma pequena perturbação nas variáveis e J as Jacobianas no ponto de equilíbrio (x_0, y_0, u_0) :

$$\begin{aligned} J_1 &= \frac{\partial f}{\partial x}, & J_2 &= \frac{\partial f}{\partial y}, & B_1 &= \frac{\partial f}{\partial u} \\ J_3 &= \frac{\partial g}{\partial x}, & J_4 &= \frac{\partial g}{\partial y}, & B_2 &= \frac{\partial g}{\partial u} \end{aligned}$$

Eliminando as variáveis algébricas Δy e assumindo que a matriz Jacobiana do fluxo de carga J_4 é não singular, o que ocorre em condições normais de operação, o conjunto de equações (2.4) pode ser escrito da seguinte maneira:

$$\Delta \dot{x} = \mathcal{A} \Delta x + \mathcal{B} \Delta u \quad (2.5)$$

com

$$\mathcal{A} = (J_1 - J_2 J_4^{-1} J_3), \quad \mathcal{B} = (B_1 - J_2 J_4^{-1} B_2), \quad (2.6)$$

na qual \mathcal{A} é a matriz de estados do sistema, \mathcal{B} é a matriz de entrada.

Desde que o sistema possa ser representado por (2.5), as técnicas de álgebra e controle linear podem ser eficientemente usadas nos problemas de análise da estabilidade e síntese de controladores. As ferramentas computacionais existentes se baseiam em métodos modais que são fundamentadas dos autovalores da matriz \mathcal{A} .

Os modos característicos de (2.5) são expressos na forma geral como:

$$\phi_i e^{\lambda_i t} \quad (2.7)$$

onde ϕ_i é o autovetor à direita da matriz \mathcal{A} (ou simplesmente autovetor) e λ_i é o autovalor correspondente.

Os autovalores são as soluções não triviais da equação característica

$$\det(\mathcal{A} - \lambda I) = 0 \quad (2.8)$$

e os autovetores são definidos como o conjunto de vetores $\phi_i \in \mathbb{R}^n$ que satisfazem a equação

$$\mathcal{A}\phi_i = \lambda_i\phi_i \quad , \quad i = 1, \dots, n \quad (2.9)$$

sendo que:

\mathcal{A} seja uma matriz de dimensão $n \times n$ (com $n \in \mathbb{R}$);

\mathcal{A} tenha n autovalores distintos.

Os autovetores direitos associados com cada modo define uma distribuição relativa com todos os modos do estado dinâmico do sistema. De maneira, análoga os autovetores à esquerda da matriz \mathcal{A} são definidos como o conjunto de vetores $\psi_i \in \mathbb{R}^n$ que satisfazem:

$$\psi_i\mathcal{A} = \lambda_i\psi_i \quad , \quad i = 1, \dots, n \quad (2.10)$$

admitindo-se novamente que \mathcal{A} tenha n autovalores distintos.

Fatores de participação

O conceito de fator de participação foi desenvolvido para medir o grau de participação de uma variável de estado em um determinado modo de oscilação [37]. Esses fatores são importantes para a identificação de possíveis causas de problemas relacionados com modos críticos do sistema.

Após definido o cálculo dos autovalores e autovetores (à direita e à esquerda) da matriz \mathcal{A} , o fator de participação é definido como um produto, elemento por elemento, dos autovetores

direito e esquerdo associados, ou seja:

$$p_{ki} = \psi_{ik}\phi_{ki} \quad (2.11)$$

sendo ψ_{ik} o k-ésimo elemento do i-ésimo autovetor à esquerda ψ_i e ϕ_{ki} o k-ésimo elemento do i-ésimo autovetor à direita ϕ_i .

Esses fatores geralmente são normalizados e são adimensionais. Com isso, observa-se que é possível analisar quais geradores estão associados a cada modo eletromecânico de um sistema de potência, identificando quais modos são fracamente amortecidos ou instáveis.

Estabilidade e autovalores

Os autovalores podem ser reais ou complexos conjugados. Se \mathcal{A} é real, então os autovalores complexos sempre ocorrem em pares conjugados. A dependência no tempo de um modo correspondente a um autovalor λ_i é dada por $e^{\lambda_i t}$. Portanto, a estabilidade do sistema é determinada pelos autovalores da matriz \mathcal{A} da seguinte maneira:

- Um autovalor real corresponde a um modo não oscilatório. Um autovalor real negativo corresponde a um modo estável e um autovalor real positivo caracteriza instabilidade monotônica.
- Autovalores complexos ocorrem em pares conjugados, e cada par corresponde a um modo oscilatório. Se a parte real for negativa as oscilações são amortecidas, caso contrário (parte real positiva), as oscilações têm amplitudes crescentes caracterizando uma instabilidade oscilatória.

Considerando um par de autovalores complexo conjugado

$$\lambda = \sigma \pm j\omega_d \quad (2.12)$$

a parte real σ está relacionada ao crescimento exponencial da resposta. Já a parte imaginária ω_d determina a frequência de oscilação do respectivo modo de oscilação. A frequência de oscilação

do modo $e^{\lambda t}$ em Hz é dada por:

$$f = \frac{\omega_d}{2\pi} \quad (2.13)$$

A taxa de amortecimento para esta frequência, o qual representa a taxa de decaimento da amplitude da respectiva oscilação, pode ser obtido por:

$$\zeta = \frac{-\sigma}{\sqrt{\sigma^2 + \omega_d^2}} \quad (2.14)$$

Capítulo 3

Estabilidade de Tensão com Interline Power Flow Controller

“Nenhuma grande vitória é possível sem que tenha sido precedida de pequenas vitórias sobre nós mesmos”.

L. M. Leonov

3.1 Introdução

ESTE Capítulo é inicializado com um breve histórico sobre os dispositivos FACTS (*Flexible A C Transmission System*). São apresentados a classificação e os princípios básicos de operações dos controladores mais utilizados nos sistemas elétricos de potência. Logo após, é detalhado o modelo de injeção de potência do Interline Power Flow Controller e sua incorporação no fluxo de carga pelo método convencional de Newton-Raphson. Por fim, é apresentado os resultados obtidos com esse controlador visto do ponto de estabilidade de tensão.

3.2 Dispositivos FACTS

Nas últimas décadas notam-se, em âmbito mundial, que as questões ambientais possuem a cada dia maior relevância. A conscientização de líderes governamentais e da própria sociedade mostram a evolução no sentido da preservação dos recursos naturais indispensáveis para a manutenção da vida.

Tal fato, aliado à falta de investimento na construção de novas linhas de transmissão e/ou unidades geradoras, levaram os sistemas elétricos de potência a operarem muito próximos aos seus limites térmicos e de estabilidade [38].

Esse cenário serviu de motivação à comunidade internacional de engenheiros de sistemas de potência a buscarem novas soluções para aumento da geração e transmissão de energia elétrica em sistemas já existentes [39]. Ainda na década de 60, De Mello e Concórdia propuseram a introdução de sinais estabilizantes, através de PSS's (*Power System Stabilizers*), para acréscimo do torque de amortecimento às oscilações eletromecânicas de baixa frequência dos geradores, aumentando o limite de estabilidade a pequenas perturbações, o que permitiu aos sistemas elétricos suportarem um considerável aumento na geração e transmissão de energia [7].

Em 1988, Hingorani chefiando um grupo de trabalho que pesquisava o uso da eletrônica de alta potência em sistemas de energia elétrica, introduziu o conceito de controladores FACTS. Esses dispositivos mostram os benefícios da eletrônica de potência à flexibilização e controle dos sistemas elétricos de potência [40, 41].

Os dispositivos FACTS são baseados em chaves eletrônicas de pequeno tempo de atuação (comparado aos demais dispositivos do sistema) e controlam grandezas elétricas, tais como: impedâncias, tensões, correntes e ângulos de fase. Dessa forma, esses dispositivos elevam a capacidade de transmissão das redes e ainda em muitos casos, quando equipados com POD (*Power Oscillation Damping*) em sua malha de controle, promovem amortecimento às oscilações eletromecânicas de baixa frequência [6, 11, 14, 42].

Um exemplo da eficácia desses dispositivos para amortecimento de oscilações eletromecânicas é o da interligação norte-sul brasileira [43, 44] na qual dispositivos TCSC's

(*Thyristor Controlled Series Compensation*) foram incluídos com a finalidade de amortecer as oscilações de modo interárea entre os dois sistemas. Nessa interligação o sistema norte-nordeste (NNE) é conectado com o sistema sul-sudeste (SSE) através de uma linha de transmissão com três circuitos em 500 kV e com comprimento de 1020 km, que liga a subestação de Imperatriz, que fica no norte do Brasil, com a subestação de Serra da Mesa no sul do país [45]. As capacidades de geração instaladas nos sistemas NNE e SSE são de 14 GW e 48 GW, respectivamente, ambas predominantemente hidroelétricas.

A capacidade de transferência de potência interárea é de 0 - 1300 MW em ambas as direções. A linha que faz essa interconexão possui 100% de compensação shunt através de reatores, e 54% de compensação série fixas, distribuídos em seis bancos de capacitores série ao longo da linha [46].

Dadas as características dessa interconexão, havia viabilidade técnica para que fosse realizada por meio de um elo CC (*Corrente Contínua*), mas razões políticas e estratégicas levaram à escolha da interligação CA (*Corrente Alternada*). Entretanto, a interconexão CA acarretaria no surgimento de modos eletromecânicos pobremente amortecidos, com frequência de 0,18 Hz. A magnitude dessas oscilações seria da ordem de ± 300 MW [43, 46].

Como os PSS's são convencionalmente empregados para amortecer modos de oscilações de natureza local [1], a alternativa utilizada para amortecer o modo interárea da interligação norte-sul foi inserir sinais suplementares por meio de POD's nas malhas de controles dos TCSC's. Por questões técnicas, no sistema brasileiro, os dois dispositivos TCSC's (um na subestação de Serra da Mesa e outro na subestação de Imperatriz) são equipados com POD's e ambos os sinais de entrada desses controladores são o fluxo de potência da linha. Todavia, outro sinal igualmente efetivo seria o de corrente da linha de transmissão [47].

O caso da interligação norte-sul mostra a versatilidade desses controladores no controle dinâmico e de regime permanente de sistemas elétricos de potência.

As seções seguintes introduzem uma idéia básica dos princípios de funcionamento dos dispositivos FACTS mais utilizados nos sistemas elétricos de potência. Duas classificações são possíveis e comumente usadas, sendo estas em grupos e gerações.

A classificação em grupos depende de como os dispositivos FACTS encontram-se instalados na rede. É possível classificá-los em quatro grupos distintos: Dispositivos série; Dispositivos *shunt* ou em derivação; Combinação de dispositivos série - *shunt* e combinação de dispositivos série - série [12, 48].

Outra forma de classificá-los é segundo sua geração. Conforme em [49], *Gyugyi* classifica-os em quatro gerações diferentes. E para cada uma, é explanado o conceito principal de cada um dos controladores citados:

Primeira Geração

A *primeira geração* é dos controladores a base de tiristores, como o TCSC, dispositivo série, e o SVC (*Static VAR Compensator*), dispositivo *shunt*.

A configuração básica de um TCSC constitui de um capacitor série em paralelo com um reator controlado a tiristores (*TCR - Thyristor Controlled Reactor*). Com essa configuração, o TCSC compensa a queda de tensão indutiva através de uma inserção de tensão capacitiva, ou seja, ele reduz a reatância efetiva da linha, e dessa forma, pode controlar o fluxo de potência na linha de transmissão, aumentando assim a capacidade do sistema [14, 46].

A configuração mais comum de um SVC é constituída por um reator variável controlado a tiristores (TCR) ligado em paralelo com um banco de capacitores fixos chaveado a tiristores (*TSC - Thyristor Switched Capacitor*). O SVC é conectado em derivação com a rede de transmissão e sua função básica, geralmente, é o de controle de tensão na barra onde está conectado. Isso é realizado através do ajuste contínuo da potência reativa que ele troca com o sistema. Dessa maneira, pode-se afirmar que o propósito do SVC é melhorar o controle dinâmico de tensão de um sistema elétrico de potência [50, 51].

Segunda Geração

A *segunda geração* dos dispositivos FACTS é composta por equipamentos que utilizam tiristores do tipo IGBT's (*Insulated Gate Bipolar Transistor*) ou GTO's (*Gate Turn Off Thyristor*) e conversores fonte de tensão (VSC) [49]. Dentre os mais encontrados estão o SSSC

(*Static Synchronous Series Compensator*), dispositivo série, e o STATCOM (*Static Synchronous Shunt Compensator*), dispositivo *shunt*.

A atuação do SSSC consiste na inserção de uma tensão síncrona em série com a linha de transmissão, capaz de alterar a impedância equivalente da linha através do controle da magnitude e ângulo dessa tensão [12]. O dispositivo é basicamente composto de um conversor de tensão do tipo VSC (*Voltage Source Converter*), que utiliza de uma fonte de corrente contínua independente (geralmente composta de um banco capacitivo armazenador de energia) para injetar uma tensão série ao sistema de transmissão por meio de um transformador de acoplamento. O VSC se utiliza de tiristores do tipo GTO para modular e assim controlar a tensão série inserida [46]. Dessa forma, o SSSC tem a capacidade de trocar potência ativa e potência reativa com o sistema elétrico sendo assim capaz de compensar a resistência e a reatância da linha de transmissão na qual está instalado [5].

O STATCOM é um dispositivo conectado em derivação com a rede de transmissão CA através de um transformador de acoplamento. Esse controlador gera ou absorve potência reativa através de um conversor fonte de tensão (VSC) [52].

No caso do STATCOM tem-se um conversor CC-CA, com um capacitor atuando como uma fonte de tensão CC, que gera tensões trifásicas CA com a mesma frequência da rede. Através da variação da amplitude da tensão de saída, controla-se a troca de potência reativa entre o conversor e o sistema, de modo semelhante ao caso da máquina síncrona. Se a tensão gerada for maior que a tensão da rede, o conversor fornece potência reativa. Se a tensão gerada for menor que a tensão da rede, então potência reativa flui do sistema para o conversor. É importante observar que as fases das tensões geradas são controladas de modo a ter a mesma fase das tensões da rede, assegurando que apenas potência reativa seja trocada. Pode-se assim dizer que as principais atribuições do STATCOM são a de compensação de reativos e de controle dinâmico de tensão do sistema elétrico de potência [46].

Terceira Geração

A *terceira geração* dos dispositivos FACTS é composta pela integração dos equipamentos

série e em derivação numa mesma linha de transmissão [49]. O dispositivo que se utiliza dessa configuração e instalado nos sistemas elétricos de potência é o Controlador de Fluxo de Potência Unificado (UPFC), o qual é visto como a combinação de um SSSC com um STATCOM, ambos citados acima [6].

A implementação de um UPFC consiste na instalação de dois conversores fonte de tensão (VSC) ligados ao sistema CA por meio de transformadores de acoplamento. Um conversor é posto em série com a linha de transmissão e realiza a função principal do UPFC, inserindo uma tensão série com a linha de transmissão que pode ser controlada em magnitude e ângulo. Dessa forma, de acordo com a diferença angular entre a tensão inserida e a corrente na linha de transmissão, esse controlador absorve ou injeta potência ativa e/ou reativa no sistema de transmissão [53].

O conversor em derivação possui como principal função disponibilizar a potência ativa necessária para o conversor série transferir ao sistema de transmissão, através do capacitor de interligação. Este conversor também absorve ou gera potência reativa através de sua interligação com a barra inicial de instalação do UPFC. Constitui, portanto, uma fonte controlável de reativos e efetua uma função semelhante à realizada pelo dispositivo SVC [54]. Pode-se então dizer que as principais atribuições de um UPFC no sistema de potência são o controle de potência, o controle de tensão na barra onde o controlador encontra-se instalado e a compensação de reativos [11, 55].

Quarta Geração

Considera-se a existência de uma quarta geração de equipamentos FACTS. Nesta, a integração dos equipamentos série e em derivação é feita em linhas diferentes [49]. O controlador estudado neste trabalho, conhecido como IPFC (*Interline Power Flow Controller*) é composto pela combinação de dois ou mais controladores SSSC's em linhas distintas, e se enquadra nessa última geração. Seu princípio de operação é descrito de forma mais detalhada nas seções subsequentes nas quais é apresentado seu modelo matemático, sua inclusão no estudo de fluxo carga pelo método de Newton-Raphson e simulações para estudo de estabilidade de tensão.

3.3 Interline Power Flow Controller (IPFC)

O *Interline Power Flow Controller* cujo nome pode ser traduzido para o português como *Controlador de Fluxo de Potência entre Linhas* é integrante da última geração dos dispositivos FACTS e foi proposto inicialmente em 1998 por Laszlo Gyugyi, Kalyan K. Sen e Colin D. Schauder [56]. O IPFC possui grandes vantagens em relação aos outros FACTS, e se destina ao controle e gerenciamento de fluxos de potência em uma dada subestação. Sua flexibilidade topológica o torna eficaz em solucionar complexos problemas de congestionamento existentes em sistemas elétricos de potência.

O IPFC utiliza a tecnologia VSC (Conversor Fonte de Tensão) e pode de forma efetiva controlar simultaneamente, ou seletivamente, os parâmetros que determinam o fluxo de potência em uma linha de transmissão (ângulo, tensão e impedância). Esse dispositivo, dependendo de sua configuração, controla tanto fluxos de potência ativa quanto fluxos de potência reativa; e também pode fazer compensação série reativa nas linhas onde se encontra instalado. Além dessas qualidades, o IPFC torna-se uma opção para melhoria da estabilidade dinâmica quando equipado com sinais estabilizadores suplementares em sua malha de controle [57–59].

3.3.1 Princípio Básico de Operação

O IPFC é combinação de dois ou mais compensadores séries estáticos síncronos os quais são acoplados via um elo CC comum para facilitar o fluxo de potência ativa bidirecional entre os terminais dos SSSC's, e são controlados para prover compensação reativa para o ajuste do fluxo de potência em cada linha e manter a distribuição desejada de fluxo de potência reativa na linha. Ou seja, o IPFC pode controlar fluxos de potência através de uma determinada linha, reduzir as sobrecargas de transmissão de potência e compensar as quedas de tensão, o que o torna mais versátil na transmissão de potência numa dada subestação comparativamente com os outros FACTS mencionados acima [56].

A Figura 3.1 mostra o esquema básico de um IPFC com apenas dois conversores fonte de tensão (VSCs), ligados a rede CA via transformadores de acoplamento. Os dois conversores

estão em série e entre eles são instalados bancos de capacitores que funcionam como uma fonte de tensão CC. Esse esquema é exatamente igual ao que foi modelado e estudado neste trabalho.

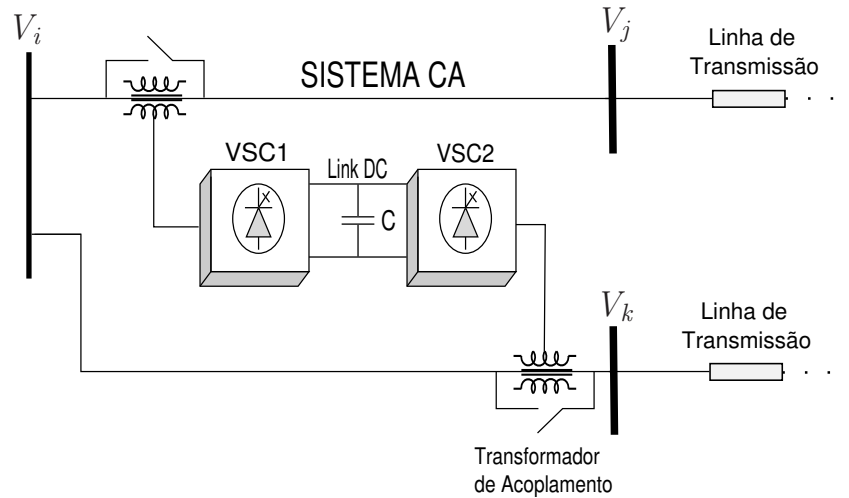


Figura 3.1: Diagrama esquemático do IPFC.

Na Figura acima, o IPFC possui apenas dois conversores, porém a análise pode ser generalizada para n conversores compensando n linhas em uma subestação. Cada conversor está ligado entre si pelos terminais CC e podem ser controlados para fornecer potência para o elo CC da linha de transmissão que controlam. Alguns desses conversores são equipados com controles de potência ativa e reativa semelhantes ao UPFC para compensar linhas em sobrecarga ou linhas com grande possibilidade que a potência transmitida seja fortemente reativa. Esse tipo de configuração exige bastante manutenção [60].

O IPFC têm vantagens no que refere ao controle de compensação série ou no controle de fluxo de potência, porque combina os vários compensadores séries SSSC's sem uma grande adição de hardware e contempla muitas capacidades funcionais destes que são usadas de linha para linha dependendo das condições globais do sistema. Os vários conversores série do IPFC também podem ser desconectados e funcionarem como compensadores reativos série independentes [56].

Poderiam-se conectar conversores com tensão CC diferentes uns dos outros através de conversores CC-CC (“Choppers”), mas tal configuração teria elevadas perdas de operação. Por

isso é desejável que se estabeleça uma ligação com uma tensão CC comum para todos os controladores na mesma instalação. Além do mesmo nível de tensão das ligações CC, também é aconselhável usar o restante dos equipamentos na mesma tensão para padronizar a instalação.

3.4 Modelo Matemático do IPFC

Como discutido na seção anterior, o IPFC é a combinação de dois ou mais conversores série que trabalham juntos e que são conectados por um elo CC comum [61]. O IPFC mostrado na Figura 3.1 estende o conceito de gerenciamento e controle de fluxos de potências e tensões, pois, de forma efetiva, pode controlar três fluxos de potência independentes nas duas linhas de transmissão existentes [62].

Seu modelo matemático pode ser melhor entendido através da análise do circuito equivalente apresentado na Figura 3.2, que mostra as três barras do dispositivo FACTS i , j e k representadas por suas respectivas tensões complexas V_i , V_j e V_k . Nesta Figura, o IPFC pode ser representado por uma fonte de tensão síncrona injetando uma tensão controlável série V_{pqn} ($n = j, k$). Cada fonte de tensão está em série com sua respectiva reatância devido ao transformador de acoplamento X_{in} . As tensões V'_j e V'_k são as tensões de duas barras fictícias que se encontram entre as reatâncias e as fontes de tensão série. Baseado no diagrama fasorial do UPFC desenvolvido em [63], e mostrado na Figura 3.3, pode-se decompor a fonte de tensão controlável V_{pqn} do IPFC em componentes de fase V_{qn} e componentes de quadratura V_{pn} com a tensão comum da barra V_i [58]^{††}. Ainda de acordo com essa referência, o controle do fluxo de potência na linha de transmissão pode ser feito através do controle da magnitude e do ângulo da tensão série injetada V_{pqn} , expressa por:

$$V_{pqn} = r_n e^{j\gamma_n} V_i, \quad (3.1)$$

sendo $n = j, k$. V_{pqn} são os fasores das tensões série injetadas como ilustrada na Figura 3.2. r_n

^{††}Em [58, 64] denotam-se V_q como tensão de fase e V_p como tensão de quadratura, convenção esta que fora mantida neste trabalho.

e γ_n são os parâmetros das tensões série injetadas, onde $r_n = \mathbf{V}_{pqn}/\mathbf{V}_i$ e γ_n é o ângulo relativo de \mathbf{V}_{pqn} com a respectiva tensão da barra \mathbf{V}_i . A faixa controlável da magnitude relativa (r_n) e do ângulo (γ_n) de \mathbf{V}_{pqn} é $0 < r_n < r_n^{max}$ e $0 < \gamma_n < 2\pi$, respectivamente, [64]. É importante salientar que aqui as letras em itálico e negrito representam variáveis complexas, ou fasores.

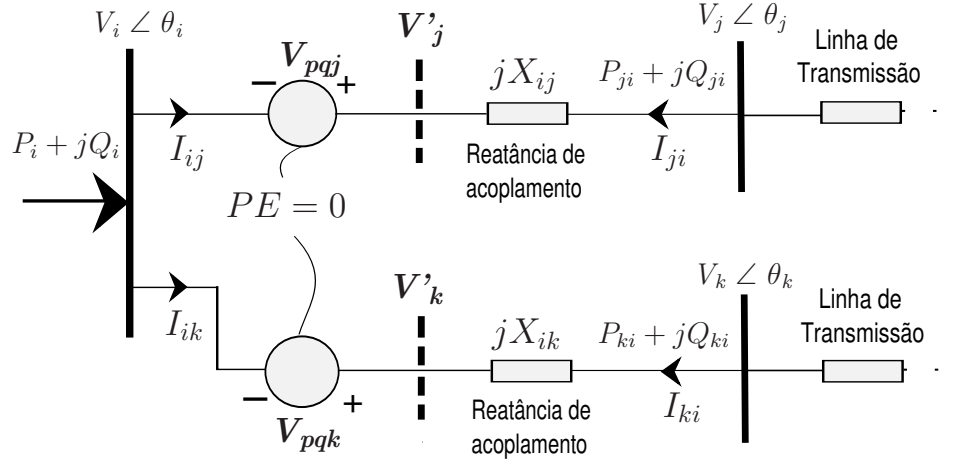


Figura 3.2: Diagrama do IPFC representado por suas fontes série.

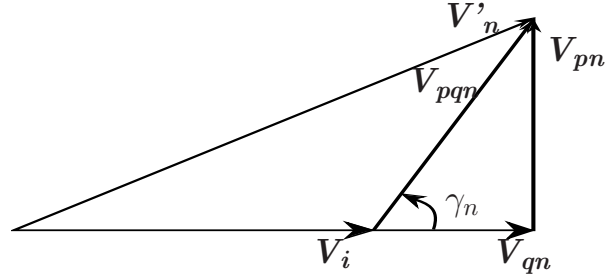
No circuito equivalente, apresentado acima, P_i e Q_i são as injeções de potência ativa e reativa na barra i ; P_{ji} e Q_{ji} são os fluxos de potência ativa e reativa no ramo do IPFC saindo da barra j ; P_{ki} e Q_{ki} são os fluxos de potência ativa e reativa no ramo do IPFC saindo da barra k ; I_{ji} e I_{ki} são as correntes nos ramos $j-i$ e $k-i$ saindo das barras j e k ; I_{ij} e I_{ik} são as correntes nos ramos $i-j$ e $i-k$ saindo da barra i ; respectivamente, como em [65].

Ao comparar a equação (3.1) com o diagrama fasorial mostrado na Figura 3.3, a seguinte relação pode ser vista:

$$\begin{aligned}
 \mathbf{V}_{pn} &= r_n \mathbf{V}_i \text{sen}(\gamma_n) \\
 \mathbf{V}_{qn} &= r_n \mathbf{V}_i \text{cos}(\gamma_n).
 \end{aligned} \tag{3.2}$$

Ao analisar o diagrama esquemático do IPFC, as tensões nas barras fictícias são escritas como:

$$\begin{aligned}
 \mathbf{V}'_j &= \mathbf{V}_i + \mathbf{V}_{pqj} \\
 \mathbf{V}'_k &= \mathbf{V}_i + \mathbf{V}_{pqk}.
 \end{aligned} \tag{3.3}$$


 Figura 3.3: Diagrama fasorial da tensão série injetada ($n = j, k$).

Ao substituir a equação (3.1) no conjunto de equações (3.3) tem-se:

$$\mathbf{V}'_j = V_i \angle \theta_i + r_j e^{j\gamma_j} V_i \angle \theta_i \quad (3.4)$$

$$\mathbf{V}'_k = V_i \angle \theta_i + r_k e^{j\gamma_k} V_i \angle \theta_i. \quad (3.5)$$

Na Figura 3.2, desprezando a resistência do transformador de acoplamento a injeção de corrente na barra i do IPFC é escrita como:

$$\mathbf{I}_i = I_{ij} + I_{ik} = \left(\frac{\mathbf{V}'_j - V_j \angle \theta_j}{jX_{ij}} \right) + \left(\frac{\mathbf{V}'_k - V_k \angle \theta_k}{jX_{ik}} \right). \quad (3.6)$$

Substituindo as equações (3.4) e (3.5) na equação (3.6), obtém-se:

$$\mathbf{I}_i = \left(\frac{V_i \angle \theta_i + r_j e^{j\gamma_j} V_i \angle \theta_i - V_j \angle \theta_j}{jX_{ij}} \right) + \left(\frac{V_i \angle \theta_i + r_k e^{j\gamma_k} V_i \angle \theta_i - V_k \angle \theta_k}{jX_{ik}} \right). \quad (3.7)$$

Como a injeção de potência complexa na barra comum i do IPFC é dada por:

$$\mathbf{S}_i = \mathbf{V}_i \mathbf{I}_i^*, \quad (3.8)$$

e após inserir a equação (3.7) em (3.8), as injeções de potências ativa e reativa são encontradas separando a parte real e imaginária da equação (3.8), ou seja,

$$P_i = \sum_{n=j,k} \frac{V_i V_n}{X_{in}} \text{sen}(\theta_i - \theta_n) + V_i^2 \sum_{n=j,k} r_n \frac{1}{X_{in}} \text{sen}(\gamma_n) \quad (3.9)$$

$$Q_i = V_i^2 \left(\frac{1}{X_{ij}} + \frac{1}{X_{ik}} \right) \sum_{n=j,k} \frac{V_i V_n}{X_{in}} \cos(\theta_i - \theta_n) + V_i^2 \sum_{n=j,k} r_n \frac{1}{X_{in}} \cos(\gamma_n). \quad (3.10)$$

Ainda pelo circuito equivalente da Figura 3.2, escreve-se:

$$\mathbf{I}_{ji} = \left(\frac{V_j \angle \theta_j - \mathbf{V}'_j}{jX_{ij}} \right) = \left(\frac{V_j \angle \theta_j - V_i \angle \theta_i - r_j e^{j\gamma_j} V_i \angle \theta_i}{jX_{ij}} \right). \quad (3.11)$$

Sabendo que o fluxo de potência no ramo $j - i$ do IPFC é descrito como:

$$\mathbf{S}_{ji} = \mathbf{V}_j \mathbf{I}_{ji}^*, \quad (3.12)$$

e substituindo a equação (3.11) em (3.12), após manipulações matemáticas nos fluxos de potência ativa e reativa, obtém-se:

$$P_{ji} = \frac{-V_i V_j}{X_{ij}} \text{sen}(\theta_i - \theta_j) - \frac{r_j V_i V_j}{X_{ij}} \text{sen}(\theta_{ij} + \gamma_j) \quad (3.13)$$

$$Q_{ji} = \frac{V_i^2}{X_{ij}} - \frac{V_i V_j}{X_{ij}} \cos(\theta_i - \theta_j) - \frac{r_j V_i V_j}{X_{ij}} \cos(\theta_{ij} + \gamma_j). \quad (3.14)$$

Análises semelhantes são realizadas para o ramo $k - i$, de forma que os fluxos de potências ativa e reativa são dadas por:

$$P_{ki} = \frac{-V_i V_k}{X_{ik}} \text{sen}(\theta_i - \theta_k) - \frac{r_k V_i V_k}{X_{ik}} \text{sen}(\theta_{ik} + \gamma_k) \quad (3.15)$$

$$Q_{ki} = \frac{V_i^2}{X_{ik}} - \frac{V_i V_k}{X_{ik}} \cos(\theta_i - \theta_k) - \frac{r_k V_i V_k}{X_{ik}} \cos(\theta_{ik} + \gamma_k), \quad (3.16)$$

com o uso das seguintes identidades trigonométricas:

$$\text{sen}(A + B) = \text{sen}(A) \cos(B) + \cos(A) \text{sen}(B)$$

$$\cos(A + B) = \cos(A) \cos(B) - \text{sen}(A) \text{sen}(B).$$

Colocando-se na forma genérica as equações dos fluxos de potências ativa e reativa de ambos os ramos do IPFC, têm-se:

$$P_{ni} = \frac{-V_i V_n}{X_{in}} \text{sen}(\theta_i - \theta_n) - \frac{r_n V_i V_n}{X_{in}} \text{sen}(\theta_{in} + \gamma_n) \quad (3.17)$$

$$Q_{ni} = \frac{V_i^2}{X_{in}} - \frac{V_i V_n}{X_{in}} \cos(\theta_i - \theta_n) - \frac{r_n V_i V_n}{X_{in}} \cos(\theta_{in} + \gamma_n), \quad (3.18)$$

sendo $n = (j, k)$ e $\theta_{in} = (\theta_i - \theta_n)$.

Por fim, ao substituir o conjunto de equações (3.2) nas equações (3.9), (3.10), (3.17) e (3.18), obtêm-se:

$$P_i = - \sum_{n=j,k} V_i V_n b_{in} \text{sen}(\theta_{in}) - V_i \sum_{n=j,k} b_{in} V_{pn} \quad (3.19)$$

$$Q_i = -V_i^2 b_{ii} + \sum_{n=j,k} V_i V_n b_{in} \cos(\theta_{in}) - V_i \sum_{n=j,k} b_{in} V_{qn} \quad (3.20)$$

$$P_{ni} = V_i V_n b_{in} \text{sen}(\theta_i - \theta_n) + V_n b_{in} [V_{qn} \text{sen}(\theta_{in}) + V_{pn} \cos(\theta_{in})] \quad (3.21)$$

$$Q_{ni} = -V_i^2 b_{in} + V_i V_n b_{in} \cos(\theta_{in}) + V_n b_{in} [V_{qn} \cos(\theta_{in}) - V_{pn} \text{sen}(\theta_{in})], \quad (3.22)$$

nas quais $\theta_{in} = (\theta_i - \theta_n)$, $b_{in} = -\frac{1}{X_{in}}$, $b_{ii} = \sum_n -\frac{1}{X_{in}}$ e $n = j, k$.

3.5 Modelo de Injeção de Potência do IPFC

Na seção anterior foi discutido que o IPFC é representado por um circuito equivalente composto por duas fontes de tensões ideais controláveis, em série com as respectivas reatâncias dos transformadores de acoplamento. Foram deduzidas as equações matemáticas para as injeções e fluxos de potências ativa e reativa para ambos os terminais do IPFC. A partir dessas deduções será apresentado o modelo de injeção de potência do IPFC.

Note que desconsiderando a resistência, as primeiras partes das equações (3.19) a (3.22) são idênticas às equações convencionais de fluxo de carga nas linhas de transmissão. As partes restantes podem ser consideradas como as injeções de potência devido às fontes de tensões controláveis, conduzindo-se, assim, ao modelo de injeção de potência do IPFC [62, 66].

Dessa forma, as equações que descrevem as injeções de potência nas barras onde o controlador está instalado são dadas pelas seguintes equações:

$$P_{inj,i} = -V_i \sum_{n=j,k} b_{in} V_{pn} \quad (3.23)$$

$$Q_{inj,i} = -V_i \sum_{n=j,k} b_{in} V_{qn} \quad (3.24)$$

$$P_{inj,n} = V_n b_{in} [V_{qn} \text{sen}(\theta_{in}) + V_{pn} \text{cos}(\theta_{in})] \quad (3.25)$$

$$Q_{inj,n} = V_n b_{in} [V_{qn} \text{cos}(\theta_{in}) - V_{pn} \text{sen}(\theta_{in})], \quad (3.26)$$

sendo $n = j, k$.

Após definir as injeções de potência nas barras nas quais o IPFC está conectado, o modelo de injeção de potência é representado pela Figura 3.4.

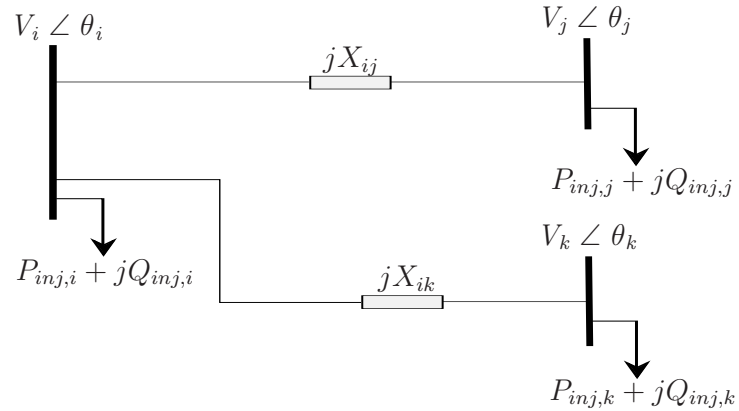


Figura 3.4: Modelo de injeção do IPFC.

Note que essa modelagem facilita a inclusão do IPFC num programa de fluxo de carga convencional, pois ela mantém as equações de fluxo de carga inalteradas e considera a

contribuição do IPFC como se fossem injeções nas barras às quais está conectado.

3.6 Inclusão do IPFC no Fluxo de Carga

Agora, apresenta-se a inclusão do IPFC no fluxo de carga, onde todas as equações, tanto da rede quanto do IPFC, são representadas por um conjunto de equações e inequações algébricas. Essa representação é utilizada em situações nas quais as variações com o tempo são suficientemente lentas, podendo-se assim ignorar os efeitos transitórios [67].

Para esse estudo, será utilizado o método convencional de Newton-Raphson no qual o cerne do problema é fazer com que todos os *mismatches* referentes às potências ativa e reativa sejam satisfeitos. Nas barras onde o controlador IPFC está instalado, os *mismatches* de potências são assegurados pelas seguintes equações, [62]:

$$P_{gm} - P_{inj,m} - P_{lm} - P_{calc,m} = 0 \quad (3.27)$$

$$Q_{gm} - Q_{inj,m} - Q_{lm} - Q_{calc,m} = 0, \quad (3.28)$$

nas quais $m = i, j, k$ e, desconsiderando as perdas, P_{gm} e Q_{gm} são as gerações de potências ativa e reativa entrando na barra m . P_{lm} e Q_{lm} são eventuais cargas ativa e reativa saindo da barra m . $P_{calc,m}$ e $Q_{calc,m}$ são as potências ativa e reativa convencionais transmitidas através das linhas de transmissão deixando a barra m . Por fim, $P_{inj,m}$ e $Q_{inj,m}$ são as potências ativa e reativa referentes as injeções de potência devidas as fontes de tensão controláveis.

Salienta-se que nas outras barras do sistema, os *mismatches* de potências ativa e reativa não diferem do fluxo de carga convencional.

3.6.1 Restrições operacionais do IPFC e do Sistema CA

Para a correta implementação do IPFC no fluxo de carga, algumas restrições operacionais devem ser satisfeitas, tanto para o controlador quanto para o sistema CA. A restrição mais importante do IPFC deve-se à troca de potência ativa entre os conversores. Nessa, assumindo-

se que não há perdas devido às resistências dos transformadores de acoplamento, a potência ativa fornecida por um dos conversores é igual à demanda de potência ativa do outro [66], ou seja,

$$\sum_{m=i,j,k} P_{inj,m} = 0. \quad (3.29)$$

Por não haver troca de potência ativa entre o IPFC e o restante do sistema de potência, essa restrição do dispositivo é chamada de invariância de potência ativa do IPFC.

As outras restrições que devem ser obedecidas são referentes às barras onde o IPFC não se encontra instalado e consiste das seguintes componentes:

$$V_i^{min} \leq V_i \leq V_i^{max}, \quad (3.30)$$

sendo que $i = 1, \dots, N_b$ (N_b é o número de barras do sistema), V_i^{min} e V_i^{max} são os limites mínimos e máximos das magnitudes das tensões na barra i , respectivamente;

$$P_j \leq P_j^{max}, \quad (3.31)$$

sendo $j = 1, \dots, N_l$ (N_l é o número de linhas de transmissão do sistema), e P_j^{max} é a capacidade térmica da linha de transmissão j (ao satisfazer essa restrição, o congestionamento é resolvido);

$$P_{gk}^{min} \leq P_{gk} \leq P_{gk}^{max} \quad (3.32)$$

$$Q_{gk}^{min} \leq Q_{gk} \leq Q_{gk}^{max}, \quad (3.33)$$

nas quais $k = 1, \dots, N_g$ (N_g é o número de geradores); P_{gk}^{min} e Q_{gk}^{min} são os limites mínimos de geração de potências ativa e reativa; P_{gk}^{max} e Q_{gk}^{max} são os limites máximos de geração de potências ativa e reativa; respectivamente, [62].

3.6.2 O Controle de Fluxos do IPFC

É conhecido que compensadores série são poderosas ferramentas de controle de fluxos de potências em linhas de transmissão. Em um IPFC com dois conversores, como o ilustrado nas Figuras 3.1 e 3.2, há quatro variáveis controláveis. Entretanto, devido à invariância de potência ativa, os graus de controles livres de um IPFC com dois conversores são somente três. Desta forma, com três variáveis, é possível controlar três de quatro fluxos de potências ativa e reativa em duas linhas de transmissão onde o IPFC encontra-se instalado. A quarta variável, destina-se a fechar o balanço de potência ativa entre os dois conversores desse controlador [58]. Esse exemplo é apresentado na Figura 3.5, no qual as restrições de controle dos fluxos de potências ativa e reativa do controlador são:

$$\begin{aligned} P_{Lj} - P_{refj} &= 0 \\ Q_{Lj} - Q_{refj} &= 0 \\ Q_{Lk} - Q_{refk} &= 0, \end{aligned} \quad (3.34)$$

sendo que P_{refj} e Q_{refj} são os valores especificados de controle dos fluxos de potência ativa e reativa para a linha de transmissão $i - j$ e Q_{refk} é o valor especificado de controle do fluxo de potência reativa na linha $i - k$, [65].

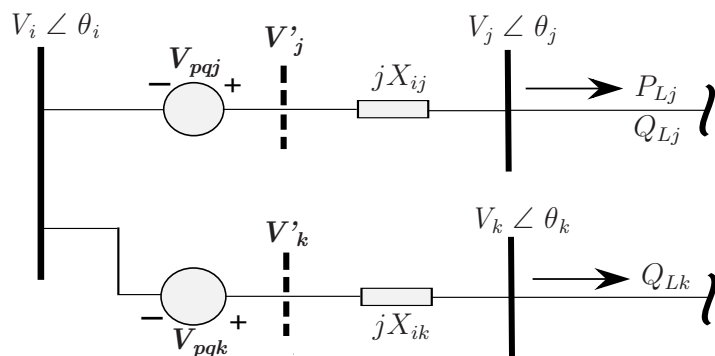


Figura 3.5: Controle dos fluxos de potência pelo IPFC.

3.6.3 Implementação do IPFC no método de Newton-Raphson

Para um IPFC com m conversores série, $(m - 1)$ conversores terão a liberdade de controle sobre as potências ativa e reativa. Porém, um conversor poderá controlar somente potência ativa ou somente potência reativa, devido ao fato de que este ficará responsável por fechar o balanço de potência ativa entre os m conversores série [68].

O IPFC apresentado na Figura 3.6 está representado por seu modelo de injeção de potência e servirá para entender o modelo de implementação do algoritmo realizado neste trabalho.

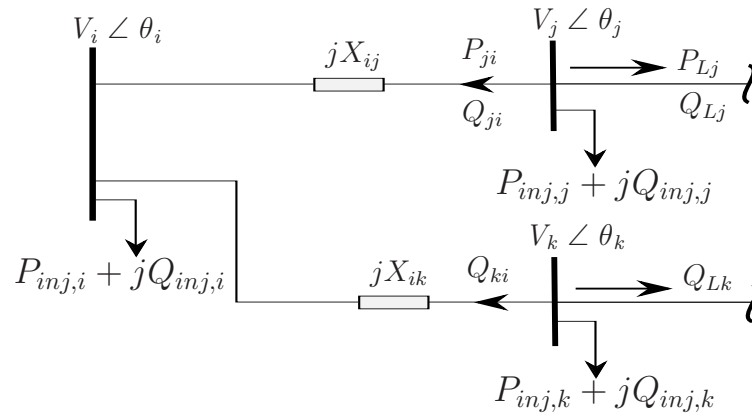


Figura 3.6: Modelo de injeção de potência e controle dos fluxos.

Ao Analisar essa figura, vemos que o balanço de potência nas barras i e j é dado pelo seguinte conjunto de equações:

$$P_{Lj} = -V_i V_j b_{ij} \text{sen}(\theta_{ij}) - V_j b_{ij} [V_{qj} \text{sen}(\theta_{ij}) + V_{pj} \text{cos}(\theta_{ij})] \quad (3.35)$$

$$Q_{Lj} = V_j^2 b_{ij} - V_i V_j b_{ij} \text{cos}(\theta_{ij}) - V_j b_{ij} [V_{qj} \text{cos}(\theta_{in}) - V_{pj} \text{sen}(\theta_{in})] \quad (3.36)$$

$$Q_{Lk} = V_k^2 b_{ik} - V_i V_k b_{ik} \text{cos}(\theta_{ik}) - V_k b_{ik} [V_{qk} \text{cos}(\theta_{ik}) - V_{pk} \text{sen}(\theta_{ik})]. \quad (3.37)$$

Por fim, após considerar todas as restrições de controle dos fluxos de potência e as restrições dos *mismatches* de potência nas barras, obtém-se a forma compacta das equações de fluxo de carga incorporadas no método de Newton-Rapson:

$$\underbrace{\begin{bmatrix} P_{refj} - P_{Lj} \\ Q_{refj} - Q_{Lj} \\ Q_{refk} - Q_{Lk} \\ \Delta P_i \\ \Delta P_j \\ \Delta P_k \\ \Delta Q_i \\ \Delta Q_j \\ \Delta Q_k \\ -PE \end{bmatrix}}_{\text{Mismatches}} = \underbrace{\begin{bmatrix} \frac{\partial P_{Lj}}{\partial V_{pj}} & \frac{\partial P_{Lj}}{\partial V_{qj}} & 0 & \frac{\partial P_{Lj}}{\partial \theta_i} & \frac{\partial P_{Lj}}{\partial \theta_j} & 0 & \frac{\partial P_{Lj}}{\partial V_i} & \frac{\partial P_{Lj}}{\partial V_j} & 0 & 0 \\ \frac{\partial Q_{Lj}}{\partial V_{pj}} & \frac{\partial Q_{Lj}}{\partial V_{qj}} & 0 & \frac{\partial Q_{Lj}}{\partial \theta_i} & \frac{\partial Q_{Lj}}{\partial \theta_j} & 0 & \frac{\partial Q_{Lj}}{\partial V_i} & \frac{\partial Q_{Lj}}{\partial V_j} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \frac{\partial Q_{Lk}}{\partial V_{qk}} & \frac{\partial Q_{Lk}}{\partial \theta_i} & 0 & \frac{\partial Q_{Lk}}{\partial \theta_k} & \frac{\partial Q_{Lk}}{\partial V_i} & \frac{\partial Q_{Lk}}{\partial V_j} & 0 & \frac{\partial Q_{Lk}}{\partial V_k} \\ \hline \frac{\partial P_i}{\partial V_{pj}} & 0 & 0 & \frac{\partial P_i}{\partial \theta_i} & \frac{\partial P_i}{\partial \theta_j} & \frac{\partial P_i}{\partial \theta_k} & \frac{\partial P_i^{\oplus}}{\partial V_i} & \frac{\partial P_i}{\partial V_j} & \frac{\partial P_i}{\partial V_k} & \frac{\partial P_i}{\partial V_{pk}} \\ \frac{\partial P_j}{\partial V_{pj}} & \frac{\partial P_j}{\partial V_{qj}} & 0 & \frac{\partial P_j^{\oplus}}{\partial \theta_i} & \frac{\partial P_j^{\oplus}}{\partial \theta_j} & 0 & \frac{\partial P_j}{\partial V_i} & \frac{\partial P_j^{\oplus}}{\partial V_j} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \frac{\partial P_k}{\partial V_{qk}} & \frac{\partial P_k^{\oplus}}{\partial \theta_i} & 0 & \frac{\partial P_k^{\oplus}}{\partial \theta_k} & \frac{\partial P_k}{\partial V_i} & 0 & \frac{\partial P_k^{\oplus}}{\partial V_k} & \frac{\partial P_k}{\partial V_{pk}} \\ \hline 0 & \frac{\partial Q_i}{\partial V_{qj}} & \frac{\partial Q_i}{\partial V_{qk}} & \frac{\partial Q_i}{\partial \theta_i} & \frac{\partial Q_i}{\partial \theta_j} & \frac{\partial Q_i}{\partial \theta_k} & \frac{\partial Q_i^{\oplus}}{\partial V_i} & \frac{\partial Q_i}{\partial V_j} & \frac{\partial Q_i}{\partial V_k} & 0 \\ \frac{\partial Q_j}{\partial V_{pj}} & \frac{\partial Q_j}{\partial V_{qj}} & 0 & \frac{\partial Q_j^{\oplus}}{\partial \theta_i} & \frac{\partial Q_j^{\oplus}}{\partial \theta_j} & 0 & \frac{\partial Q_j}{\partial V_i} & \frac{\partial Q_j^{\oplus}}{\partial V_j} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \frac{\partial Q_k}{\partial V_{qk}} & \frac{\partial Q_k^{\oplus}}{\partial \theta_i} & 0 & \frac{\partial Q_k^{\oplus}}{\partial \theta_k} & \frac{\partial Q_k}{\partial V_i} & 0 & \frac{\partial Q_k^{\oplus}}{\partial V_k} & \frac{\partial Q_k}{\partial V_{pk}} \\ \hline \frac{\partial PE}{\partial V_{pj}} & \frac{\partial PE}{\partial V_{qj}} & \frac{\partial PE}{\partial V_{qk}} & \frac{\partial PE}{\partial \theta_i} & \frac{\partial PE}{\partial \theta_j} & \frac{\partial PE}{\partial \theta_k} & \frac{\partial PE}{\partial V_i} & \frac{\partial PE}{\partial V_j} & \frac{\partial PE}{\partial V_k} & \frac{\partial PE}{\partial V_{pk}} \end{bmatrix}}_{\text{Jacobiana}} \times \underbrace{\begin{bmatrix} \Delta V_{pj} \\ \Delta V_{qj} \\ \Delta V_{qk} \\ \Delta \theta_i \\ \Delta \theta_j \\ \Delta \theta_k \\ \Delta V_i \\ \Delta V_j \\ \Delta V_k \\ \Delta V_{pk} \end{bmatrix}}_{\text{Variáveis}}$$

sendo que ΔP_i , ΔQ_i , ΔP_j , ΔQ_j , ΔP_k , ΔQ_k são os *mismatches* de potências ativa e reativa nas barras i , j , k , respectivamente. P_i , Q_i , P_j , Q_j , P_k , Q_k são as somas dos fluxos de potências ativa e reativa saindo das barras i , j , k , respectivamente.

Nessa formulação, os termos das três primeiras linhas da matriz jacobiana do sistema correspondem aos controles dos fluxos de potência, dados pelas equações (3.35)-(3.37). Os termos referentes às próximas seis linhas da matriz jacobiana do sistema são relacionados às equações de *mismatches* de potências ativa e reativa nas barras i , j , k e a última linha é devido à restrição de balanço de potência ativa entre os conversores, dada pela equação (3.29). O motivo pelo qual a equação de restrição foi inserida por último na formulação da matriz é devido ao fator relacionado com a singularidade da matriz jacobiana. Pois, na primeira iteração alguns elementos das derivadas de PE são nulos os que tornariam a submatriz 4x4 da diagonal superior singular se esta equação estivesse abaixo das outras equações de controle de fluxos do IPFC.

É importante ressaltar que na formulação do algoritmo apresentado para o segundo conversor é assumido o controle de fluxo de potência reativa enquanto a potência ativa é

relaxada. Porém, alternativamente, controla-se o fluxo de potência ativa deixando o fluxo de potência reativa relaxado [65].

A matriz jacobiana apresentada acima é dividida em quatro blocos. O bloco da diagonal inferior tem estrutura muito similar a jacobiana do fluxo de carga convencional. Todavia, neste caso, com uma linha e uma coluna a mais devido à equação de restrição. Outra diferença é para os elementos marcados com o sinal \oplus , nesses elementos são somadas as parcelas referentes às derivadas que relacionam às variáveis do IPFC. Em princípio, outros esquemas são implementados no fluxo de carga baseado no método de Newton-Raphson [68].

3.7 Simulações e Resultados

Nessa seção são realizados estudos dos problemas referentes ao gerenciamento e controle dos fluxos de potências nas linhas de transmissão que é uma característica inerente do Interline Power Flow Controller. Essa análise que é puramente estática, ou seja, não leva em conta as dinâmicas dos geradores e controladores é feita para verificar a influência que o dispositivo IPFC causa no sistema de potência em regime permanente. A implementação é realizada no ambiente MATLAB[®] e utiliza um sistema teste composto de 3 geradores, 9 barras, 9 ramos e 3 cargas, sendo um equivalente reduzido do sistema real *Western System Coordinating Council*, proposto por Anderson & Fouad conforme a Figura 3.7.

Também são realizadas análises referentes ao máximo carregamento nas quais foram comparados casos sem e com o IPFC incluso no sistema. Dessa forma, permite-se entender como o IPFC influencia no carregamento do sistema do ponto de vista da estabilidade de tensão.

3.7.1 Sistema multimáquinas

A fim de verificar a eficiência do modelo de injeção de potência do IPFC, apresentado na Seção 3.6, alguns testes foram realizados no sistema multimáquinas mostrado na Figura 3.7. Nesse sistema, a barra de referência ou barra *slack* é a Barra 1, enquanto as Barras 2 e 3 são barras PV's. As gerações de potência ativa dos geradores G2 e G3 são 163 MW e 85 MW,

respectivamente. Ao rodar o fluxo de carga convencional para esse sistema, verifica-se que G1 deve suprir 71,64 MW para fechar o balanço de potência ativa. Ao analisar os fluxos nas linhas de transmissão nota-se que ocorre um congestionamento na Linha 6, pois o fluxo que deixa a Barra 7 é de 86,62 MW, excedendo assim o limite térmico da linha de transmissão, o qual é assumido como 85 MW para cada linha.

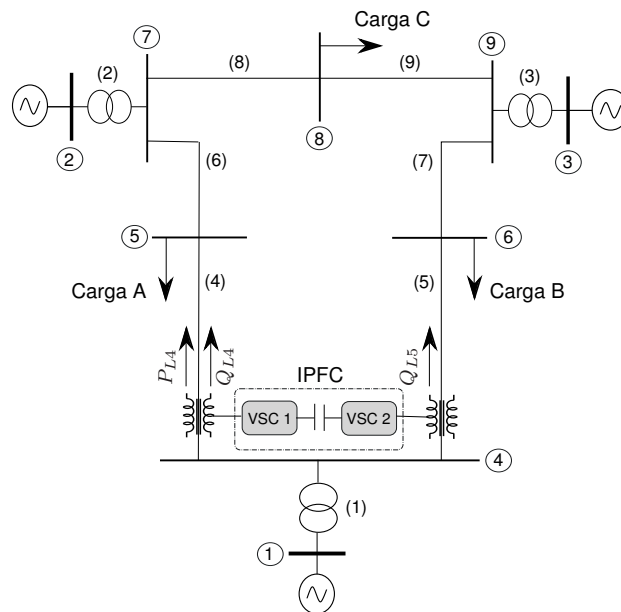


Figura 3.7: Sistema 3-máquinas 9-barras com o IPFC inserido.

Para resolver o problema do congestionamento descrito acima, um IPFC com dois conversores foi instalado entre as Linhas 4 e 5. Após a inclusão desse dispositivo, as configurações topológicas do sistema não se modificam, ou seja, a Barra 1 continua sendo a barra *slack* com a mesma tensão complexa que no caso original, as Barras 2 e 3 continuam sendo barras PV's, cujas gerações de potência ativa e magnitudes das tensões permanecem inalteradas. Como discutido na Seção 3.6, algumas restrições devem ser atendidas para que os componentes do sistema não violem seus limites de operação, causando danos ou desgastes prematuros nos equipamentos. Os limites de potência ativa do Gerador 1 são de 10 MW e 100 MW, considerando-se que todos os limites de potências reativa dos geradores são -200 MVAR e 200 MVAR. Os limites mínimos e máximos das magnitudes das tensões nas barras de cargas devem ser de 0.95 p.u e 1.05 p.u, respectivamente. As Tabelas 3.1 e 3.2 mostram os resultados das magnitudes e ângulos das tensões antes e depois da inclusão do IPFC, assim como os fluxos

de potência ativa nas linhas de transmissão.

Tabela 3.1: Tensões Complexas das Barras com e sem IPFC

Barras	Sem IPFC		Com IPFC	
	Mag. das Tensões	Ang. das Tensões	Mag. das Tensões	Ang. das Tensões
1	1,0400	0	1,0400	0
2	1,0250	9,280	1,0250	8,496
3	1,0250	4,665	1,0250	3,718
4	1,0258	-2,217	1,0261	-2,216
5	0,9956	-3,989	0,9927	-4,630
6	1,0127	-3,687	1,0113	-4,788
7	1,0258	3,720	1,0250	2,932
8	1,0159	0,728	1,0152	-0,130
9	1,0324	1,967	1,0359	1,019

Tabela 3.2: Fluxos de Potência Ativa nas Linhas de Transmissão

Potência Ativa Transmitida		
Linha	Sem IPFC	Com IPFC
4	40,94	42,49
5	30,70	29,15
6	86,62	85,00
7	60,82	62,42
8	76,38	78,00
9	24,18	22,58

Pelas tabelas acima, verificam-se que todas as restrições impostas foram obedecidas e o problema de congestionamento da Linha 6 é totalmente resolvido, já que o fluxo de potência ativa na linha de transmissão 6 passou de 86,62 MW para 85 MW. Para conseguir resolver esse congestionamento, o fluxo ativo na Linha 4 (P_{L4}) foi aumentado de 40,94 MW para 42,49 MW, atendendo assim a demanda da carga que se encontra instalada na Barra 5 e, conseqüentemente, diminuindo o fluxo ativo da Linha 6. Os fluxos de potência reativa nas

Linhas 4 e 5 representados por Q_{L4} e Q_{L5} , respectivamente, foram especificados iguais ao caso base. Da Tabela 3.1 vemos que após a inclusão do IPFC, as tensões nas Barras 5 e 6 tiveram uma pequena queda, porém, alternativamente, poder-se-ia aumentar os fluxos de potências reativa nas Linhas 4 e 5 de modo a aumentar a tensão nas barras referidas. Por essa flexibilidade, o IPFC mostra-se muito versátil no controle e gerenciamento do sistema elétrico de potência.

Outras análises que são realizadas aludem ao carregamento do sistema sem e com o controlador instalado. As simulações foram conduzidas para se ter uma idéia de como o IPFC influencia no carregamento do sistema. Para isso, as restrições referentes aos limites mínimos e máximos das magnitudes das tensões nas barras de carga foram relaxadas.

A Figura 3.8 mostra as variações nas tensões das barras de cargas à medida que a demanda de potências ativa e reativa aumentam. Essa curva é conseguida através da realização de sucessivas soluções de fluxos de potência, a partir de um caso base até o ponto de máximo carregamento, para incrementos graduais da carga numa direção predefinida.

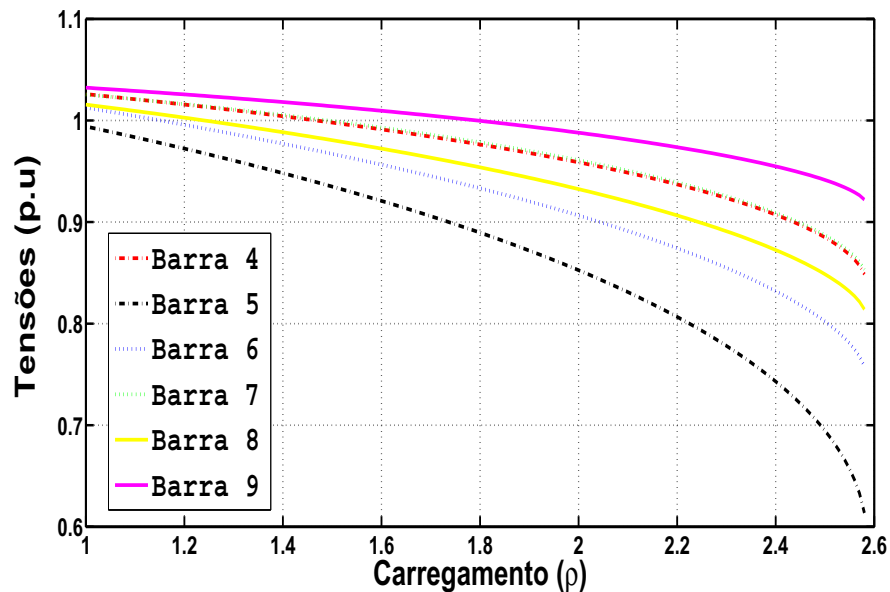


Figura 3.8: Perfis das Tensões em Função do Fator de Carregamento sem o IPFC

Pela Figura 3.8, obtemos a margem de carregamento e também informações adicionais a respeito do comportamento das tensões nas barras do sistema em análise. Verifica-se que os geradores podem suportar um grande acréscimo de carga, porém, como se espera, os níveis de

tensões caem à medida que o carregamento aumenta. Para esse sistema teste, sem o IPFC instalado, os níveis de tensões ficam menores que 0.95 p.u. quando o fator de carregamento passa de 1,4, o que é razoável, visto que em sistemas de potência reais a faixa de carregamento encontra-se em torno de 1 a 1,2 [1].

Para analisar o carregamento após a inclusão do IPFC, a mesma simulação é realizada, agora, com o dispositivo inserido no sistema. Para as Linhas 4 e 5 as potências reativas são feitas iguais ao do caso base enquanto que a potência ativa na Linha 4 é fixada em 42,49 MW de modo a manter a potência ativa na Linha 6 em 85 MW. Para essas especificações o perfil de tensões do sistema é dado pela Figura 3.9.

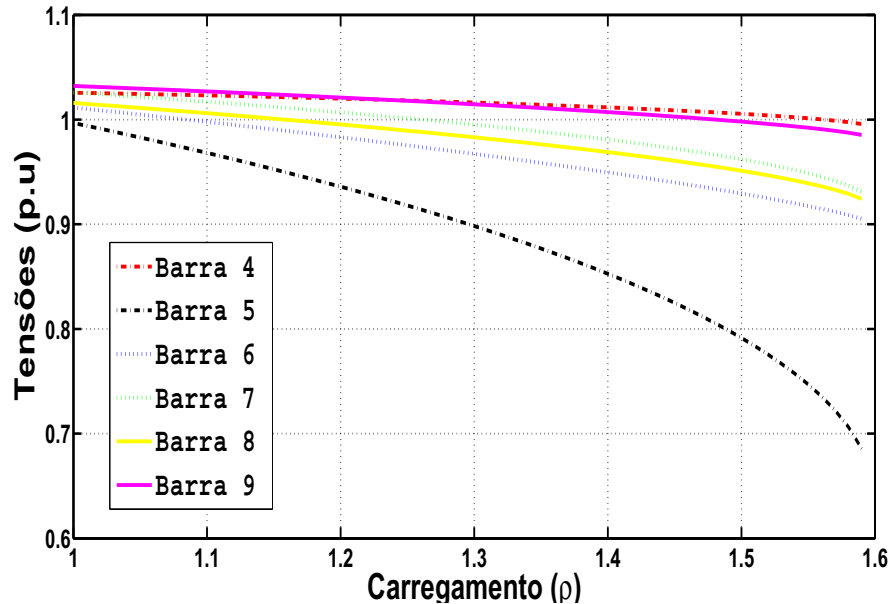


Figura 3.9: Perfis das Tensões em Função do Fator de Carregamento com o IPFC

Nota-se que após a inclusão do dispositivo houve uma diminuição considerável na margem de carregamento do sistema. Um dos motivos por essa diminuição está diretamente relacionado à topologia do sistema, pois ao se fixar os fluxos de potências nas Linhas 4 e 5 através do IPFC, o Gerador 1 não acompanha os acréscimos de cargas pelo fato que essas linhas são os únicos caminhos para as potências oriundas desse gerador. Observa-se também na Figura 3.9 que as tensões ficam menores que 0.95 p.u. quando o fator de carregamento está aproximadamente em 1,15. Isso mostra que o sistema torna-se menos seguro do ponto de estabilidade de tensão

após a inclusão do IPFC. Uma maneira de incrementar essa faixa seria especificar mais reativos nas Linhas 4 e 5. Porém, há limitações para esse incremento, pois as tensões nas Barras 5 e 6 poderiam aumentar de forma a violar os limites permitidos. Além disso, ao especificar mais reativos nessas linhas aumentam-se as perdas na transmissão, sendo necessário especificar mais potência ativa para manter o fluxo na Linha 6 em 85 MW.

A Figura 3.10 mostra o perfil de tensões do sistema ao se incrementar os fluxos de potência reativa nas linhas.

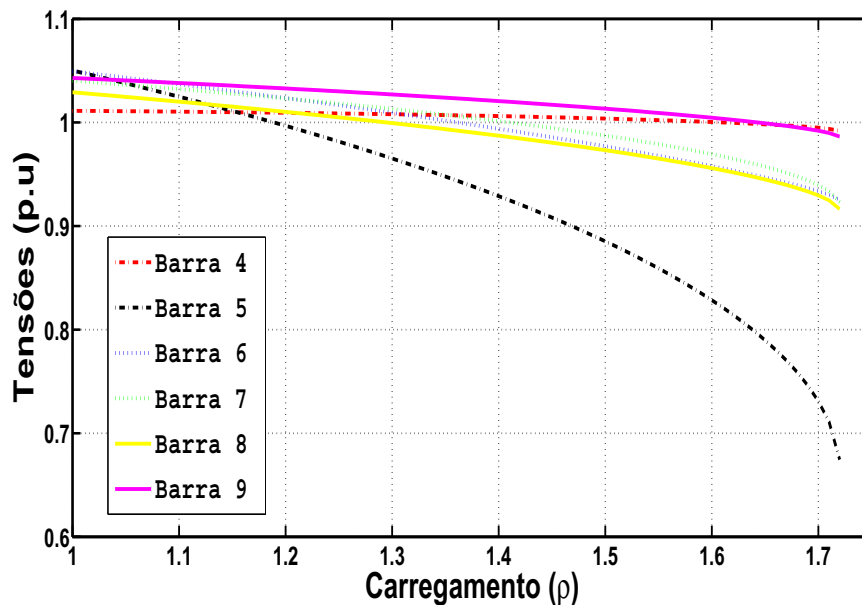


Figura 3.10: Perfis das Tensões em Função do Fator de Carregamento com o IPFC

Para obtenção da Figura 3.10, os fluxos de potência reativa nas Linhas 4 e 5 que eram inicialmente de 0,2131 p.u. e 0,0104 p.u., para o caso base, foram especificados em 0,45 p.u. e 0,15 p.u., respectivamente. Com esse aumento nos fluxos de reativo, houve um acréscimo nas perdas de transmissão, sendo necessário um aumento de 0,15 MW para satisfazer o congestionamento da Linha 6. Por outro lado, teve-se uma melhora em relação ao ponto de máximo carregamento do sistema que passou de 1,59 para 1,72, aproximadamente, tornando o sistema mais seguro e com um nível de tensão mais regular, já que as tensões ficam menores que 0,95 p.u. quando o fator de carregamento está agora em 1,35.

Uma maneira de verificar a queda no fator de carregamento quando se inclui o IPFC no

sistema é analisando as Figuras 3.11 e 3.12 que mostram as componentes em quadratura e em fase em função do carregamento para as duas fontes de tensões do controlador. Nota-se que conforme o carregamento aumenta, as magnitudes das tensões série das fontes diminuem, a fim de manter os fluxos nas linhas nos valores especificados. Por esse fato o Gerador 1 fica isolado, ou seja, o IPFC limita que o gerador enxergue os acréscimos de carga, fazendo com que haja uma diminuição no carregamento do sistema. Além disso, o IPFC restringe o atendimento do acréscimo de carga às demais linhas, sobrecarregando-as.

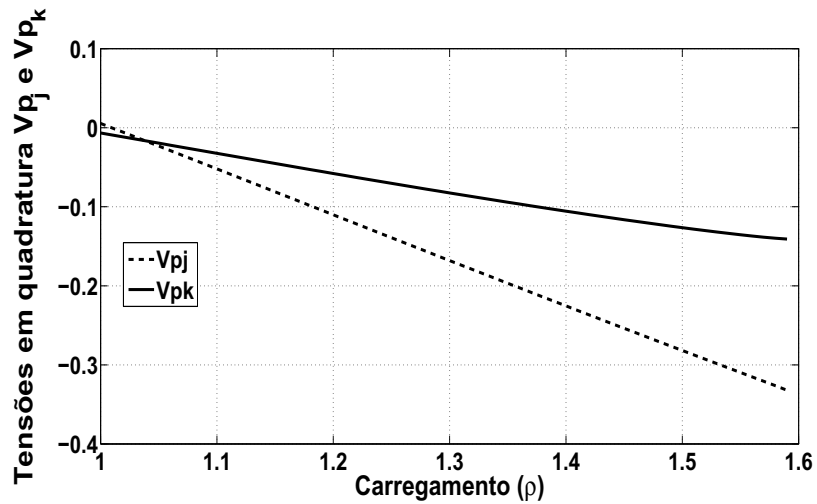


Figura 3.11: Perfis das Tensões em Função do Fator de Carregamento com o IPFC

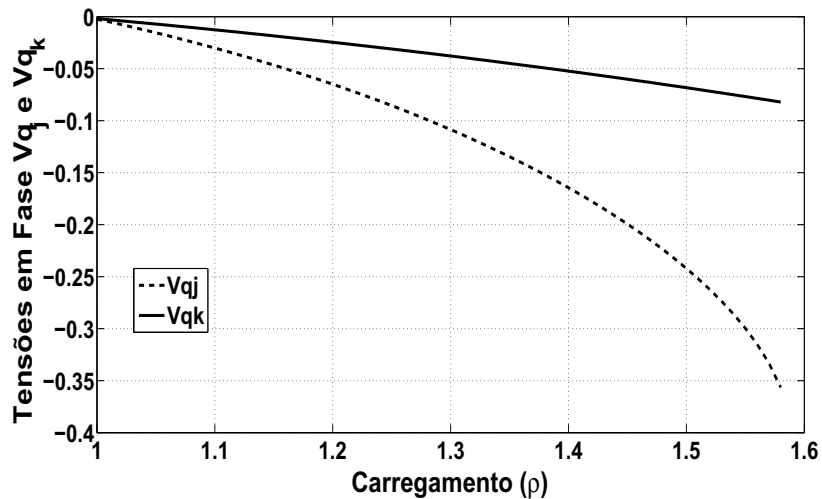


Figura 3.12: Perfis das Tensões em Função do Fator de Carregamento com o IPFC

Através das análises realizadas, observa-se a eficácia do IPFC no gerenciamento e controle dos fluxos de potências em linhas de transmissão, o qual pode, de forma efetiva, resolver o problema do congestionamento apresentado no sistema que poderia por ventura trazer sérios problemas na operação do mesmo. No que se diz respeito à estabilidade de tensão, após a inclusão do dispositivo o sistema mostrou-se menos estável, fato esse, devido a topologia do sistema e a forma de controle do IPFC, que limita fluxos de potências nas linhas em valores predeterminados pelo operador, fazendo com que o Gerador 1 fique isolado e não consiga acompanhar os acréscimos de cargas, propiciando uma diminuição da margem de carregamento máxima do sistema.

Esse resultado mostra a complexidade do problema de gerenciamento de fluxos de potência. A solução de um problema particular de congestionamento pode acarretar a redução da margem de estabilidade de tensão. Para contornar essa desvantagem o IPFC poderia ser ajustado para manter uma compensação série constante sempre que o sistema fosse perturbado por acréscimo ou redução de carga. Outra alternativa seria ajustar as referências de potências do IPFC de acordo com o crescimento da carga do sistema. Embora sejam alternativas razoáveis, ressalta-se que elas não foram testadas nesse trabalho.

Capítulo 4

Aplicação do IPFC no Amortecimento de Oscilações Eletromecânicas

“O êxito consiste em aprender a ir de fracasso em fracasso sem cair no desespero”.

Winston Churchill

4.1 Introdução

ESTE Capítulo é inicializado com a apresentação do Modelo de Sensibilidade de Potência (MSP) proposto por Deckmann e da Costa [10] para o estudo das oscilações eletromecânicas de baixa frequência em sistemas de energia elétrica, o qual surge como alternativa ao modelo clássico de Heffron-Phillips [8] largamente utilizado em [1, 7, 19, 69].

A escolha pelo MSP deve-se as vantagens desse modelo em preservar a estrutura da rede e não requerer a representação do barramento infinito, possibilitando a expansão para sistemas multimáquinas de forma direta [9]. Outro diferencial é a representação explícita das barras por suas tensões nodais, que facilita a inclusão e o estudo dos efeitos das cargas e de outros equipamentos, tais como controladores FACTS e Power Oscillation Damping Controller (POD), exatamente como objetivado neste trabalho.

Na sequência, atenção especial é dada ao controlador IPFC, sendo apresentado seu modelo dinâmico, sua estratégia de controle e sua inclusão no Modelo de Sensibilidade de Potência. Ainda neste capítulo é apresentado o projeto de um POD com uso de técnicas de controle clássico [14, 42]. Esse dispositivo é de vital importância no amortecimento das oscilações eletromecânicas e também deve ser incluso no MSP. Por fim, é feita uma análise da influência que estes controladores causam no amortecimento das oscilações eletromecânicas fracamente amortecidas.

4.2 Modelo de Sensibilidade de Potência (MSP)

Nesta seção é apresentado o Modelo de Sensibilidade de Potência para sistemas de energia elétrica multimáquinas.

O modelo é baseado no balanço nodal de potências, ou seja, em qualquer instante, as potências ativa e reativa entregues a qualquer nó do sistema multimáquinas devem ser exatamente iguais às potências ativa e reativa que deixam este nó [9, 10].

4.2.1 Potência Geradas

Considere um gerador síncrono de polos salientes conectado a uma barra qualquer de um sistema de potência através de uma linha de transmissão, conforme ilustrado na Figura 4.1:

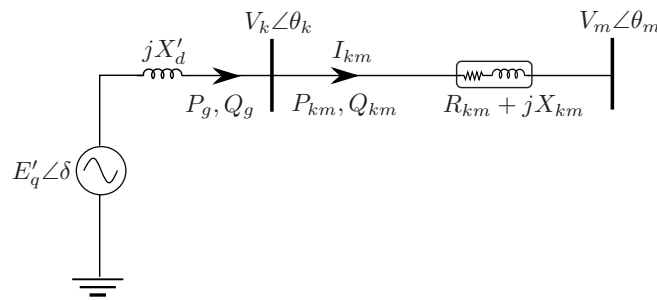


Figura 4.1: Gerador conectado a um sistema de potência.

sendo que, E'_q é a tensão interna do eixo em quadratura do gerador síncrono, V_k é a tensão terminal na barra k , V_m é a tensão na barra m , I_{km} é a corrente que sai da barra k e chega

à barra m , através da linha representada pela impedância $Z_{km} = R_{km} + jX_{km}$ e a grandeza X'_d representa a reatância transitória de eixo direto do gerador. P_g e Q_g são as potências ativa e reativa entregues à barra terminal k do gerador e P_{km} e Q_{km} as potências ativa e reativa, respectivamente, através da linha de transmissão $k - m$ saindo da barra k .

As potências ativa e reativa entregues à barra terminal do gerador síncrono são dadas pelo seguinte conjunto de equações [9]:

$$\begin{aligned}
 P_g &= \frac{E'_q V_k}{X'_d} \sin(\delta_k - \theta_k) + \frac{V_k^2}{2} \left[\frac{1}{X_q} - \frac{1}{X'_d} \right] \sin 2(\delta_k - \theta_k) \\
 Q_g &= \frac{E'_q V_k}{X'_d} \cos(\delta_k - \theta_k) - \frac{V_k^2}{X'_d} - \frac{V_k^2}{2} \left[\frac{1}{X_q} - \frac{1}{X'_d} \right] [1 - \cos 2(\delta_k - \theta_k)].
 \end{aligned}
 \tag{4.1}$$

4.2.2 Fluxos nas linhas de transmissão

A partir do diagrama unifilar da Figura 4.2, podem-se calcular os fluxos de potências ativa e reativa para um sistema multimáquinas.

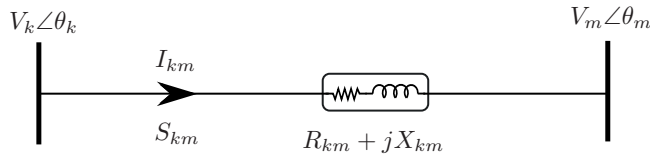


Figura 4.2: Representação de uma linha de transmissão ligando duas barras.

No diagrama apresentado na Figura 4.2, V_k e V_m são as tensões complexas das barras k e m , respectivamente. A corrente na linha de transmissão de impedância $Z_{km} = R_{km} + jX_{km}$ que liga as barras k e m é dada por I_{km} . A potência complexa através da linha saindo da barra k pode ser escrita como:

$$S_{km} = (V_k \angle \theta_k) \left(\frac{V_k \angle \theta_k - V_m \angle \theta_m}{Z_{km}} \right)^*,
 \tag{4.2}$$

sendo $(*)$ o conjugado da corrente através da linha.

Separando as partes real e imaginária da potência complexa dada por (4.2), tem-se:

$$\begin{aligned} P_{km} &= V_k^2 g_{km} - V_k V_m g_{km} \cos(\theta_{km}) - V_k V_m b_{km} \sen(\theta_{km}) \\ Q_{km} &= -V_m^2 b_{km} + V_k V_m b_{km} \cos(\theta_{km}) - V_k V_m g_{km} \sen(\theta_{km}), \end{aligned} \quad (4.3)$$

sendo que $\theta_{km} = \theta_k - \theta_m$; g_{km} e b_{km} são a condutância e a susceptância da linha de transmissão $k - m$, respectivamente [67].

4.3 Linearização

Para estudos de estabilidade de pequenas perturbações, os pares de equações (4.1) e (4.3) podem ser linearizadas em torno de um ponto de operação, definido como estado básico. Assim, considerando-se somente os termos das derivadas de primeira ordem, o conjunto de equações que representa as injeções de potências ativa e reativa na barra de geração (4.1) é expresso por:

$$\begin{aligned} \Delta P_g &= A1_g \Delta(\delta_k - \theta_k) + A2_g \Delta E'_q + A3_g \Delta V_k \\ \Delta Q_g &= R1_g \Delta(\delta_k - \theta_k) + R2_g \Delta E'_q + R3_g \Delta V_k \end{aligned} \quad (4.4)$$

no qual os coeficientes $[A1_g, A2_g, A3_g]$ e $[R1_g, R2_g, R3_g]$ são dados no Apêndice A e são chamados de “coeficientes de sensibilidade de potências ativa e reativa dos geradores”, respectivamente, e se referem aos desvios de potências ativa e reativa entregue à barra terminal k do gerador [10].

De forma similar, os termos das derivadas de primeira ordem para o conjunto de equações que representa os fluxos de potências ativa e reativa nas linhas de transmissão (4.3) é dado por:

$$\begin{aligned} \Delta P_{km} &= A1_{km} \Delta(\theta_k - \theta_m) + A2_{km} \Delta V_k + A3_{km} \Delta V_m \\ \Delta Q_{km} &= R1_{km} \Delta(\theta_k - \theta_m) + R2_{km} \Delta V_k + R3_{km} \Delta V_m \end{aligned} \quad (4.5)$$

sendo que os coeficientes $[A1_{km}, A2_{km}, A3_{km}]$ e $[R1_{km}, R2_{km}, R3_{km}]$ são dados no Apêndice A e são chamados de “coeficientes de sensibilidade de potências ativa e reativa das linhas de transmissão”, e são referentes aos desvios dos fluxos potências ativa e reativa entre as barras k e m [10].

Equação de Oscilação do Rotor (Equação *Swing*)

O comportamento das grandezas mecânicas de uma máquina síncrona em função das grandezas elétricas, é obtido a partir da equação de balanço (ou equação *swing*) do gerador síncrono. Essa equação diferencial é de grau dois, porém pode ser decomposta em duas equações diferenciais de grau um [1, 19]. As variações do ângulo interno ($\Delta\delta$) e as variações da velocidade angular do rotor ($\Delta\omega$), linearizadas em torno de um ponto de equilíbrio, são dadas por:

$$\Delta\dot{\delta} = \omega_0\Delta\omega \quad (4.6)$$

$$\Delta\dot{\omega} = \frac{1}{M} (\Delta P_m - \Delta P_g - D\Delta\omega) \quad (4.7)$$

nas quais, ΔP_m é a variação da potência mecânica, ω_0 é a velocidade síncrona (neste trabalho $\omega_0 = 377$ rad/s), $M = 2H$ é a constante de inércia da máquina síncrona e D é o coeficiente de amortecimento inerente do sistema [1, 19, 69].

Equação de Balanço de Fluxo de Campo

As variações da tensão interna do gerador síncrono são dadas pela seguinte equação linearizada [1, 19, 70]:

$$\Delta\dot{E}'_q = \frac{1}{T'_{d0}} \left[\Delta E_{fd} - \left(\frac{X_d}{X'_d} \right) \Delta E'_q + K_V \Delta V_k + K_A \Delta(\delta - \theta_k) \right] \quad (4.8)$$

sendo,

$$K_V = \frac{X_d - X'_d}{X'_d} \cos(\delta - \theta_k) \quad (4.9)$$

$$K_A = \frac{X_d - X'_d}{X'_d} V_k \sin(\delta - \theta_k) \quad (4.10)$$

e E'_q é a tensão interna transitória de eixo em quadratura do gerador, E_{fd} é a tensão de campo do gerador síncrono, T'_{d0} é a constante de tempo transitória de eixo direto em circuito aberto, X_d é a reatância de eixo direto e X'_d é a reatância transitória de eixo direto [6, 42].

No modelo de sensibilidade de potência, os coeficientes K_V e K_A são denominados de “coeficientes de reação de armadura do gerador síncrono” [10]. Nota-se pelas equações (4.8) a (4.10) que a reação de armadura depende das variações do ângulo interno do gerador síncrono ($\Delta\delta$) e também da magnitude e ângulo da tensão terminal onde o gerador encontra-se conectado (ΔV_k) e ($\Delta\theta_k$), respectivamente.

Equação da Excitatriz Estática

Há vários modelos existentes para sistema de excitação, porém, para estudo de estabilidade de pequenos sinais, o modelo de primeira ordem ilustrado na Figura 4.3 mostra-se prático e eficiente [1, 5, 19].

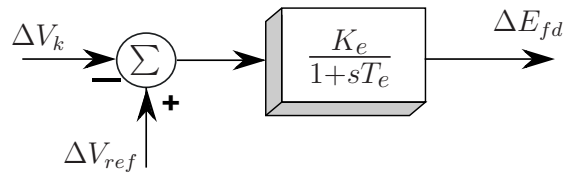


Figura 4.3: Regulador automático de tensão.

Pela Figura 4.3, observa-se que o sistema de excitação (chamado frequentemente de Regulador Automático de Tensão - RAT) tem como função regular a tensão de excitação da máquina síncrona (E_{fd}), de acordo com as variações da tensão terminal (V_k) em relação a uma tensão de referência especificada (V_{ref}).

Por inspeção do diagrama da Figura 4.3, podem ser escritas as expressões da tensão de campo E_{fd} nos domínios da frequência (equação (4.11)), e do tempo (equação (4.12)).

$$E_{fd} = \frac{K_e}{1 + sT_e}(V_{ref} - V_k) \quad (4.11)$$

$$T_e \dot{E}_{fd} = K_e(V_{ref} - V_k) - E_{fd} \quad (4.12)$$

Admitindo-se pequenos desvios em torno de um ponto de operação, a forma linearizada da equação (4.12) fica:

$$\Delta \dot{E}_{fd} = \frac{K_e}{T_e} V_{ref} - \frac{K_e}{T_e} V_k - \frac{1}{T_e} E_{fd} \quad (4.13)$$

4.4 O Balanço Nodal de Potência

Como discutido no início da Seção 4.2, o MSP é baseado no balanço nodal de potências, assim sendo, para se estender o conceito para sistemas multimáquinas, as equações de balanço nodal de potências devem ser escritas para cada barra do sistema. Considere então o sistema genérico conforme ilustrado na Figura 4.4, para uma barra genérica k .

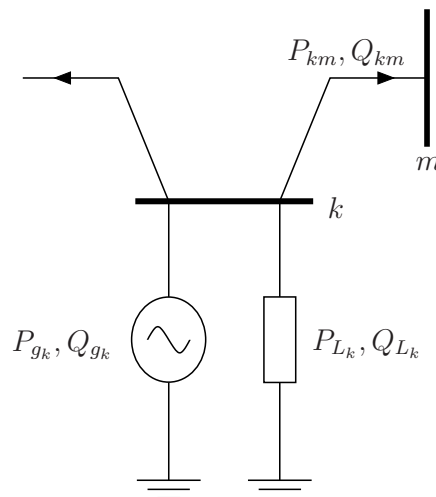


Figura 4.4: Sistema multibarras.

O balanço de potência incremental na barra k pode ser expresso por:

$$\begin{aligned}\Delta P_{g_k} - \Delta P_{L_k} - \sum_{m \in \Omega_k} \Delta P_{km} &= 0 \\ \Delta Q_{g_k} - \Delta Q_{L_k} - \sum_{m \in \Omega_k} \Delta Q_{km} &= 0\end{aligned}\tag{4.14}$$

sendo que, ΔP_{km} e ΔQ_{km} são as variações dos fluxos de potências ativa e reativa no ramo $k-m$; ΔP_{L_k} e ΔQ_{L_k} são as variações das cargas ativa e reativa ligadas ao nó k ; ΔP_{g_k} e ΔQ_{g_k} são as variações das potências ativa e reativa geradas no nó k e Ω_k é o conjunto de barras ligadas à barra k [11, 14].

Substituindo (4.4) e (4.5) em (4.14) e isolando-se à direita nas equações de potência ativa e reativa os termos $\Delta\theta$ e ΔV , são obtidas equações para uma barra k genérica, sendo:

$$\Delta P_k = A1_{g_k} \Delta\theta_k + \sum_{m \in \Omega_k} A1_{km} (\Delta\theta_k - \Delta\theta_m)\tag{4.15}$$

$$\Delta Q_k = -R3_{g_k} \Delta V_k + \sum_{m \in \Omega_k} (R2_{km} \Delta V_k + R3_{km} \Delta V_m)\tag{4.16}$$

nas quais

$$\Delta P_k = A1_{g_k} \Delta\delta_k + A2_{g_k} \Delta E'_{qk} + A3_{g_k} \Delta V_k - \sum_{m \in \Omega_k} (A2_{km} \Delta V_k + A3_{km} \Delta V_m) - \Delta P_{L_k}\tag{4.17}$$

$$\Delta Q_k = R1_{g_k} (\Delta\delta_k - \Delta\theta_k) + R2_{g_k} \Delta E'_{qk} - \sum_{m \in \Omega_k} R1_{km} (\Delta\theta_k - \Delta\theta_m) - \Delta Q_{L_k}\tag{4.18}$$

são os “*mismatches* de barra”, incluindo os efeitos da variação de carga em termos de acoplamento cruzado ($\Delta P - \Delta V$ e $\Delta Q - \Delta\theta$). Essas equações mostram a interação entre as variáveis dinâmicas e algébricas [42].

4.4.1 MSP na Forma de Espaço de Estados

A representação do MSP na forma de espaço de estados, dada pelo conjunto de equações (2.5), é obtida arranjando-se de forma adequada as equações algébricas e diferenciais que representam o sistema (equações (4.6), (4.7), (4.8), (4.13), (4.17) e (4.18)). Considerando que um sistema seja constituído por K geradores e L barras, e que todos os geradores são representados por um modelo de 3ª ordem com regulador de tensão de 1ª ordem, as equações do MSP na forma de espaço de estados para o sistema multimáquinas podem ser escritas como:

$$\begin{aligned}
 \underbrace{\begin{bmatrix} \Delta\dot{\omega}_i \\ \Delta\dot{\delta}_i \\ \Delta\dot{E}'_{qi} \\ \Delta\dot{E}'_{fdi} \end{bmatrix}}_{\Delta\dot{x}} &= \underbrace{\begin{bmatrix} 0 & -\frac{A1_{gi}}{M_i} & -\frac{A2_{gi}}{M_i} & 0 \\ \omega_0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -\frac{K_{A_i}}{T'_{d0i}} & -\frac{X_{d_i}}{X'_{d_i}T'_{d0i}} & \frac{1}{T'_{d0i}} \\ 0 & 0 & 0 & -\frac{1}{T_{e_i}} \end{bmatrix}}_{J_1} \cdot \underbrace{\begin{bmatrix} \Delta\omega_i \\ \Delta\delta_i \\ \Delta E'_{qi} \\ \Delta E'_{fdi} \end{bmatrix}}_{\Delta x} + \\
 &+ \underbrace{\begin{bmatrix} \frac{A1_{gi}}{M_i} & -\frac{A3_{gi}}{M_i} \\ 0 & 0 \\ \frac{K_{A_i}}{T'_{d0i}} & \frac{K_{V_i}}{T'_{d0i}} \\ 0 & -\frac{K_{e_i}}{T_{e_i}} \end{bmatrix}}_{J_2} \cdot \underbrace{\begin{bmatrix} \Delta\theta_n \\ \Delta V_n \end{bmatrix}}_{\Delta y} + \underbrace{\begin{bmatrix} \frac{1}{M_i} & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & \frac{K_{e_i}}{T_{e_i}} \end{bmatrix}}_{B_1} \cdot \underbrace{\begin{bmatrix} \Delta P_{m_i} \\ \Delta V_{ref_i} \end{bmatrix}}_{\Delta u} \quad (4.19)
 \end{aligned}$$

$$\begin{bmatrix} 0 \\ 0 \end{bmatrix} = \underbrace{\begin{bmatrix} 0 & A1_{gi} & A2_{gi} & 0 \\ 0 & R1_{gi} & R2_{gi} & 0 \end{bmatrix}}_{J_3} \cdot \begin{bmatrix} \Delta\omega_i \\ \Delta\delta_i \\ \Delta E'_{qi} \\ \Delta E'_{fdi} \end{bmatrix} + [J_4] \cdot \begin{bmatrix} \Delta\theta_n \\ \Delta V_n \end{bmatrix} \quad (4.20)$$

considerando $i = 1, \dots, K$, $n = 1, \dots, L$, e J_4 a matriz Jacobiana do fluxo de potência incluindo todas as barras do sistema. Vale destacar que qualquer equipamento que tenha modelagem dinâmica, como por exemplo, motores de indução, cargas dinâmicas, outros modelos de geradores, podem ser incluídos nas equações gerais (4.19) e (4.20) [6].

4.5 Estrutura do Sistema de Controle do IPFC

Antes de apresentar a estrutura de controle do IPFC, é importante rever alguns conceitos já apresentados no Capítulo 3. A Figura 4.5 mostra um IPFC com duas fontes de tensão controláveis, em série com as respectivas reatâncias dos transformadores de acoplamento. As fontes de tensão foram decompostas em componentes de eixo direto e de quadratura, conforme apresentado na Seção 3.4.

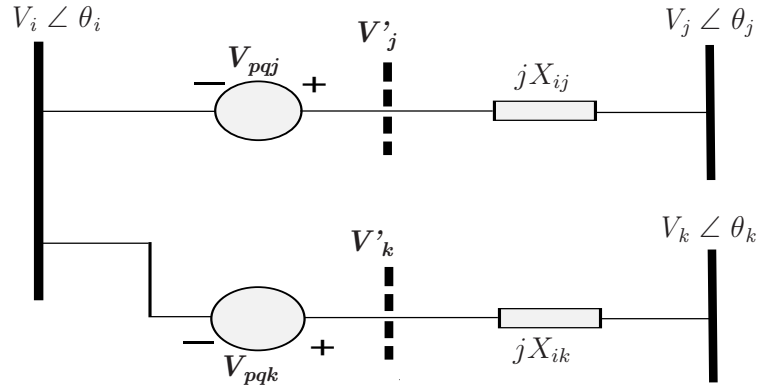


Figura 4.5: Diagrama representativo do IPFC.

Na Seção 3.5 foi apresentado o modelo de injeção de potência do IPFC, que pode ser escrito como:

$$P_{inj,i} = -V_i \sum_{n=j,k} b_{in} V_{pn} \quad (4.21)$$

$$Q_{inj,i} = -V_i \sum_{n=j,k} b_{in} V_{qn} \quad (4.22)$$

$$P_{inj,n} = V_n b_{in} [V_{qn} \text{sen}(\theta_{in}) + V_{pn} \text{cos}(\theta_{in})] \quad (4.23)$$

$$Q_{inj,n} = V_n b_{in} [V_{qn} \text{cos}(\theta_{in}) - V_{pn} \text{sen}(\theta_{in})] \quad (4.24)$$

Por fim, foi apresentado o controle dos fluxos feito pelo IPFC a partir de seu modelo de injeção de potência. A Figura 4.6 mostra esse esquema, na qual as fontes de tensão controláveis foram substituídas por injeções de potências nas barras onde o dispositivo encontra-se instalado.

Os fluxos controlados P_{Lj} , Q_{Lj} e Q_{Lk} indicados na Figura 4.6 foram descritos na Seção 3.6 como:

$$P_{Lj} = -V_i V_j b_{ij} \text{sen}(\theta_{ij}) - V_j b_{ij} [V_{qj} \text{sen}(\theta_{ij}) + V_{pj} \text{cos}(\theta_{ij})] \quad (4.25)$$

$$Q_{Lj} = V_j^2 b_{ij} - V_i V_j b_{ij} \text{cos}(\theta_{ij}) - V_j b_{ij} [V_{qj} \text{cos}(\theta_{in}) - V_{pj} \text{sen}(\theta_{in})] \quad (4.26)$$

$$Q_{Lk} = V_k^2 b_{ik} - V_i V_k b_{ik} \text{cos}(\theta_{ik}) - V_k b_{ik} [V_{qk} \text{cos}(\theta_{ik}) - V_{pk} \text{sen}(\theta_{ik})] \quad (4.27)$$

e são a entrada do sistema de controle do IPFC, apresentado na Figura 4.7.

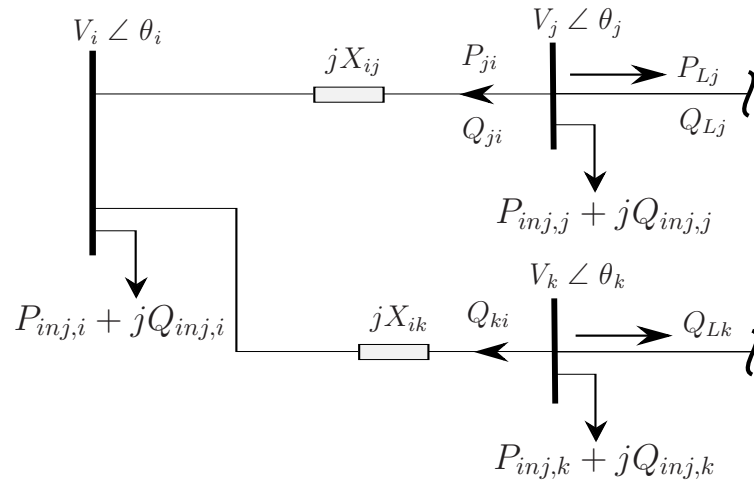


Figura 4.6: Modelo de injeção de potência do IPFC e fluxos controlados.

Sabendo-se que componentes em quadratura das fontes de tensão série produzem fortes impactos no fluxo de potência ativa e que componentes em fase tem efeitos significativos no fluxo de potência reativo, controladores PI foram utilizados para o controle do IPFC [58, 64]. Cada controlador mostrado na Figura 4.7 está relacionado com uma variável das fontes controláveis. A quarta variável (V_{pk}) está relacionada com a equação de invariância de potência ativa, descrita na Seção 3.6 como:

$$\sum_{m=i,j,k} P_{inj,m} = 0 \tag{4.28}$$

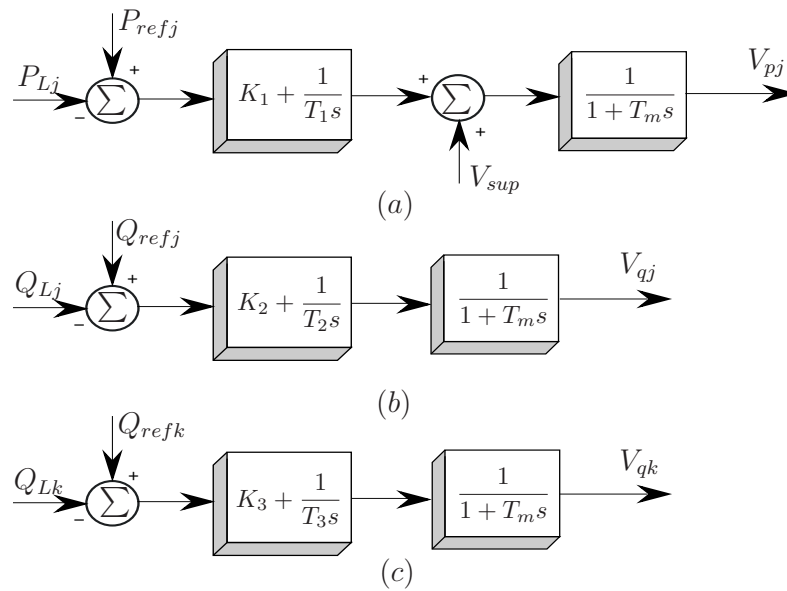


Figura 4.7: Estrutura do sistema de controle do IPFC.

Partindo do diagrama de blocos da estrutura de controle, podem-se obter as equações diferenciais que descrevem o comportamento dinâmico do IPFC. O diagrama de blocos da Figura 4.7(a) pode ser redesenhado como na Figura 4.8.

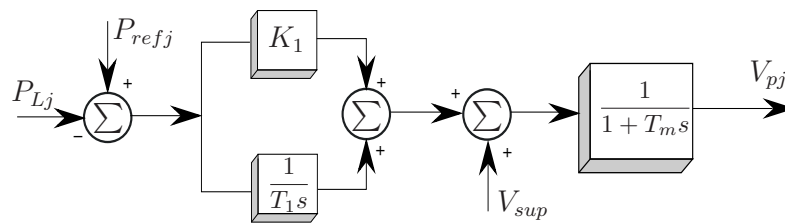


Figura 4.8: Sistema de controle para componente em quadratura do primeiro conversor.

Por inspeção da Figura 4.8 chega-se nas equações da componente em quadratura da fonte de tensão do conversor primário:

$$\dot{V}_{pj} = \frac{K_1}{T_m}(P_{refj} - P_{Lj}) + \frac{1}{T_m}X_1 + \frac{1}{T_m}V_{sup} - \frac{1}{T_m}V_{pj} \quad (4.29)$$

$$\dot{X}_1 = \frac{1}{T_1}(P_{refj} - P_{Lj}) \quad (4.30)$$

De forma similar a Figura 4.7(b) pode ser redesenhada como ilustrada na Figura 4.9.

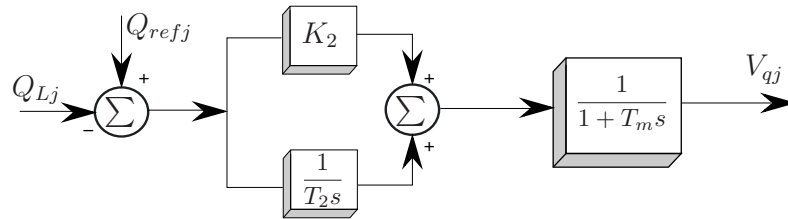


Figura 4.9: Sistema de controle para componente em fase do primeiro conversor.

As equações para a componente em fase da fonte de tensão do conversor primário obtidas a partir da Figura 4.9, são dadas por:

$$\dot{V}_{qj} = \frac{K_2}{T_m}(Q_{refj} - Q_{Lj}) + \frac{1}{T_m}X_2 - \frac{1}{T_m}V_{qj} \quad (4.31)$$

$$\dot{X}_2 = \frac{1}{T_2}(Q_{refj} - Q_{Lj}) \quad (4.32)$$

O mesmo procedimento é realizado para a Figura 4.7(c), na qual é mostrada na Figura 4.10.

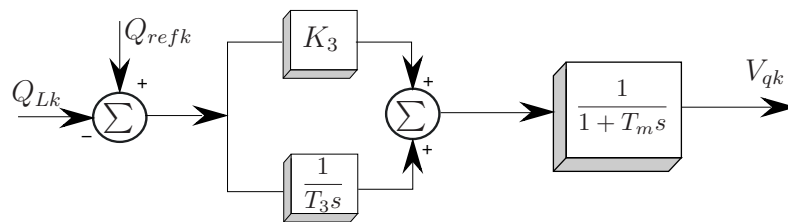


Figura 4.10: Sistema de controle para componente em fase do segundo conversor.

Por fim, as equações para a componente em fase da fonte de tensão do conversor secundário obtidas a partir da Figura 4.10, são expressas por:

$$\dot{V}_{qk} = \frac{K_3}{T_m}(Q_{refk} - Q_{Lk}) + \frac{1}{T_m}X_3 - \frac{1}{T_m}V_{qk} \quad (4.33)$$

$$\dot{X}_3 = \frac{1}{T_3}(Q_{refk} - Q_{Lk}) \quad (4.34)$$

Nas equações (4.29) à (4.34), P_{Lj} , Q_{Lj} e Q_{Lk} são dados pelas equações (4.25) à (4.27), as quais representam os fluxos controlados nas linhas de transmissão. P_{refj} e Q_{refj} são os valores especificados de controle dos fluxos de potência ativa e reativa para a linha de transmissão $i - j$ e Q_{refk} é o valor especificado de controle do fluxo de potência reativa na linha $i - k$.

Note que um IPFC com n conversores atua sobre n fluxos de potência ativa e n fluxos de potência reativa, mas pode controlar diretamente $2n - 1$ fluxos, pois uma das equações de fluxo de potência deve ser substituída pela restrição de invariância de potência ativa (4.28). A escolha das equações de controle depende da estratégia desejada e da topologia da rede onde o IPFC está instalado, e deve evitar conflitos com os demais controles do sistema. Neste trabalho o IPFC controla o fluxo de potência ativa em apenas um dos conversores, deixando o fluxo de potência ativa no outro conversor “livre”, visto que a topologia da rede do sistema teste utilizado não permite o controle simultâneo desses fluxos.

4.5.1 Expansão das Variáveis Diferenciais do IPFC no Fluxo de Carga

Neste ponto do trabalho foi necessário a busca de uma ferramenta para a inclusão das equações diferenciais que representam a dinâmica do IPFC no fluxo de carga.

O modelo dessa ferramenta, baseia-se no fluxo de carga expandido e, como o próprio nome sugere, fundamenta-se na expansão das equações de fluxo de carga pela inclusão de equações que melhor representam os dispositivos dinâmicos conectados à rede, para o cálculo de pontos de equilíbrio supostamente mais realistas [71]. No nosso caso, o dispositivo conectado à rede é o IPFC, e suas equações diferenciais foram dadas pelas equações (4.29) a (4.34).

A ferramenta de fluxo de carga expandido, considera que o sistema esteja operando em

regime permanente, e que as equações diferenciais podem ser igualadas a zero e tratadas como equações algébricas. Isso representa uma grande vantagem, pois o problema fica restrito a encontrar os zeros de um conjunto de funções algébricas não lineares, cuja solução pode ser obtida através do método de Newton-Raphson [72].

Sendo assim, o fluxo de carga convencional baseado no método de Newton-Raphson pode ser utilizado, e as equações dinâmicas do IPFC inseridas juntamente com o conjunto de equações algébricas que representam o sistema. Trabalhos relacionados a esse método de resolução podem ser encontrados em [71, 73–75].

Baseado nessa ferramenta, as equações do fluxo de carga com a expansão das variáveis dinâmicas do IPFC com dois conversores mostrado na Figura 4.5, podem ser escritas como:

$\mathbf{J1_I}$						$\mathbf{J2_I}$						
$\frac{\partial V_{pj}}{\partial V_{pj}}$	$\frac{\partial V_{pj}}{\partial X_1}$	$\frac{\partial V_{pj}}{\partial V_{qj}}$	0	0	0	$\frac{\partial V_{pj}}{\partial \theta_i}$	$\frac{\partial V_{pj}}{\partial \theta_j}$	0	$\frac{\partial V_{pj}}{\partial V_i}$	$\frac{\partial V_{pj}}{\partial V_j}$	0	0
$\frac{\partial X_1}{\partial V_{pj}}$	0	$\frac{\partial X_1}{\partial V_{qj}}$	0	0	0	$\frac{\partial X_1}{\partial \theta_i}$	$\frac{\partial X_1}{\partial \theta_j}$	0	$\frac{\partial X_1}{\partial V_i}$	$\frac{\partial X_1}{\partial V_j}$	0	0
$\frac{\partial V_{qj}}{\partial V_{pj}}$	0	$\frac{\partial V_{qj}}{\partial V_{qj}}$	$\frac{\partial V_{qj}}{\partial X_2}$	0	0	$\frac{\partial V_{qj}}{\partial \theta_i}$	$\frac{\partial V_{qj}}{\partial \theta_j}$	0	$\frac{\partial V_{qj}}{\partial V_i}$	$\frac{\partial V_{qj}}{\partial V_j}$	0	0
$\frac{\partial X_2}{\partial V_{pj}}$	0	$\frac{\partial X_2}{\partial V_{qj}}$	0	0	0	$\frac{\partial X_2}{\partial \theta_i}$	$\frac{\partial X_2}{\partial \theta_j}$	0	$\frac{\partial X_2}{\partial V_i}$	$\frac{\partial X_2}{\partial V_j}$	0	0
0	0	0	0	$\frac{\partial V_{qk}}{\partial V_{qk}}$	$\frac{\partial V_{qk}}{\partial X_3}$	$\frac{\partial V_{qk}}{\partial \theta_i}$	0	$\frac{\partial V_{qk}}{\partial \theta_k}$	$\frac{\partial V_{qk}}{\partial V_i}$	0	$\frac{\partial V_{qk}}{\partial V_k}$	$\frac{\partial V_{qk}}{\partial V_{pk}}$
0	0	0	0	$\frac{\partial X_3}{\partial V_{qk}}$	0	$\frac{\partial X_3}{\partial \theta_i}$	0	$\frac{\partial X_3}{\partial \theta_k}$	$\frac{\partial X_3}{\partial V_i}$	0	$\frac{\partial X_3}{\partial V_k}$	$\frac{\partial X_3}{\partial V_{pk}}$
$\frac{\partial P_{inji}}{\partial V_{pj}}$	0	0	0	0	0	$\frac{\partial P_i}{\partial \theta_i}$	$\frac{\partial P_i}{\partial \theta_j}$	$\frac{\partial P_i}{\partial \theta_k}$	$\frac{\partial P_i}{\partial V_i^{\oplus}}$	$\frac{\partial P_i}{\partial V_j}$	$\frac{\partial P_i}{\partial V_k}$	$\frac{\partial P_i}{\partial V_{pk}}$
$\frac{\partial P_{injj}}{\partial V_{pj}}$	0	$\frac{\partial P_{injj}}{\partial V_{qj}}$	0	0	0	$\frac{\partial P_j^{\oplus}}{\partial \theta_i}$	$\frac{\partial P_j^{\oplus}}{\partial \theta_j}$	0	$\frac{\partial P_j}{\partial V_i}$	$\frac{\partial P_j^{\oplus}}{\partial V_j}$	0	0
0	0	0	0	$\frac{\partial P_{injk}}{\partial V_{qk}}$	0	$\frac{\partial P_k^{\oplus}}{\partial \theta_i}$	0	$\frac{\partial P_k^{\oplus}}{\partial \theta_k}$	$\frac{\partial P_k}{\partial V_i}$	0	$\frac{\partial P_k^{\oplus}}{\partial V_k}$	$\frac{\partial P_k}{\partial V_{pk}}$
0	0	$\frac{\partial Q_{inji}}{\partial V_{qj}}$	0	$\frac{\partial Q_{inji}}{\partial V_{qk}}$	0	$\frac{\partial Q_i}{\partial \theta_i}$	$\frac{\partial Q_i}{\partial \theta_j}$	$\frac{\partial Q_i}{\partial \theta_k}$	$\frac{\partial Q_i^{\oplus}}{\partial V_i}$	$\frac{\partial Q_i}{\partial V_j}$	$\frac{\partial Q_i}{\partial V_k}$	0
$\frac{\partial Q_{injj}}{\partial V_{pj}}$	0	$\frac{\partial Q_{injj}}{\partial V_{qj}}$	0	0	0	$\frac{\partial Q_j^{\oplus}}{\partial \theta_i}$	$\frac{\partial Q_j^{\oplus}}{\partial \theta_j}$	0	$\frac{\partial Q_j}{\partial V_i}$	$\frac{\partial Q_j^{\oplus}}{\partial V_j}$	0	0
0	0	0	0	$\frac{\partial Q_{injk}}{\partial V_{qk}}$	0	$\frac{\partial Q_k^{\oplus}}{\partial \theta_i}$	0	$\frac{\partial Q_k^{\oplus}}{\partial \theta_k}$	$\frac{\partial Q_k}{\partial V_i}$	0	$\frac{\partial Q_k^{\oplus}}{\partial V_k}$	$\frac{\partial Q_k}{\partial V_{pk}}$
$\frac{\partial PE}{\partial V_{pj}}$	0	$\frac{\partial PE}{\partial V_{qj}}$	0	$\frac{\partial PE}{\partial V_{qk}}$	0	$\frac{\partial PE}{\partial \theta_i}$	$\frac{\partial PE}{\partial \theta_j}$	$\frac{\partial PE}{\partial \theta_k}$	$\frac{\partial PE}{\partial V_i}$	$\frac{\partial PE}{\partial V_j}$	$\frac{\partial PE}{\partial V_k}$	$\frac{\partial PE}{\partial V_{pk}}$

$\mathbf{J3_I}$
 $\mathbf{J4_I}$

$$\times \begin{bmatrix} \Delta V_{pj} \\ \Delta X_1 \\ \Delta V_{qj} \\ \Delta X_2 \\ \Delta V_{qk} \\ \Delta X_3 \\ \Delta \theta_i \\ \Delta \theta_j \\ \Delta \theta_k \\ \Delta V_i \\ \Delta V_j \\ \Delta V_k \\ \Delta V_{pk} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta \dot{V}_{pj} \\ \Delta \dot{X}_1 \\ \Delta \dot{V}_{qj} \\ \Delta \dot{X}_2 \\ \Delta \dot{V}_{qk} \\ \Delta \dot{X}_3 \\ \Delta P_i \\ \Delta P_j \\ \Delta P_k \\ \Delta Q_i \\ \Delta Q_j \\ \Delta Q_k \\ -PE \end{bmatrix} \quad (4.35)$$

A matriz jacobiana apresentada em 4.35 é dividida em quatro blocos. O bloco J_{4I} tem estrutura muito similar a jacobiana do fluxo de carga convencional. Todavia, com uma linha e uma coluna a mais devido à equação de invariância de potência ativa (4.28). Outra diferença é para os elementos marcados com o sinal \oplus , nesses elementos são somadas as parcelas referentes às derivadas que relacionam às injeções de potências ativa e reativa do IPFC.

O método de resolução de fluxo de carga cujas equações do IPFC foram expandidas, não difere do descrito no Capítulo 3, onde o ponto central do problema era fazer com que os mismatches de potência ativa e reativa fossem satisfeitos. Ainda aqui, os *mismatches* de potência ativa e reativa nas barras onde o IPFC encontra-se instalado podem ser dados pelo conjunto de equações descrito na Seção 3.6 como:

$$P_{gm} - P_{inj,m} - P_{lm} - P_{calc,m} = 0 \quad (4.36)$$

$$Q_{gm} - Q_{inj,m} - Q_{lm} - Q_{calc,m} = 0. \quad (4.37)$$

É importante ressaltar, que todas as restrições de controle discutidas na Seção 3.6 são válidas para o fluxo de carga expandido.

Após resolver o fluxo de carga, no qual as equações diferenciais do IPFC foram incluídas, obtemos um panorama das variáveis deste dispositivo, ou seja, a nova matriz jacobiana além de possuir todas informações acerca das variáveis do sistema CA, possui também informações da dinâmica do IPFC.

4.6 Inclusão do IPFC no MSP

Nesta seção é feita a inclusão do IPFC no Modelo de Sensibilidade de Potência. Como as submatrizes $J1_I$, $J2_I$, $J3_I$ e $J4_I$ possuem as informações a respeito da dinâmica do IPFC, elas podem ser inclusas de forma direta nas equações (4.19) e (4.20). Desta forma, a inclusão dessas submatrizes no MSP ficam:

$$\begin{bmatrix} \Delta \dot{\omega} \\ \Delta \dot{\delta} \\ \Delta \dot{E}'_q \\ \Delta \dot{E}'_{fd} \\ \Delta \dot{V}_{pj} \\ \Delta \dot{X}_1 \\ \Delta \dot{V}_{qj} \\ \Delta \dot{X}_2 \\ \Delta \dot{V}_{qk} \\ \Delta \dot{X}_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} [J1] & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{\partial V_{pj}}{\partial V_{pj}} & \frac{\partial V_{pj}}{\partial X_1} & \frac{\partial V_{pj}}{\partial V_{qj}} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{\partial X_1}{\partial V_{pj}} & 0 & \frac{\partial X_1}{\partial V_{qj}} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{\partial V_{qj}}{\partial V_{pj}} & 0 & \frac{\partial V_{qj}}{\partial V_{qj}} & \frac{\partial V_{qj}}{\partial X_2} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{\partial X_2}{\partial V_{pj}} & 0 & \frac{\partial X_2}{\partial V_{qj}} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{\partial V_{qk}}{\partial V_{qk}} & \frac{\partial V_{qk}}{\partial X_3} \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{\partial X_3}{\partial V_{qk}} & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \omega \\ \Delta \delta \\ \Delta E'_q \\ \Delta E'_{fd} \\ \Delta V_{pj} \\ \Delta X_1 \\ \Delta V_{qj} \\ \Delta X_2 \\ \Delta V_{qk} \\ \Delta X_3 \end{bmatrix} +$$

$$+ \underbrace{\begin{bmatrix} \frac{\partial P_i}{\partial \theta_i} & \frac{\partial P_i}{\partial \theta_j} & \frac{\partial P_i}{\partial \theta_k} & \frac{\partial P_i}{\partial V_i^{\oplus}} & \frac{\partial P_i}{\partial V_j} & \frac{\partial P_i}{\partial V_k} & \frac{\partial P_i}{\partial V_{pk}} \\ \frac{\partial P_j^{\oplus}}{\partial \theta_i} & \frac{\partial P_j^{\oplus}}{\partial \theta_j} & 0 & \frac{\partial P_j}{\partial V_i} & \frac{\partial P_j^{\oplus}}{\partial V_j} & 0 & 0 \\ \frac{\partial P_k^{\oplus}}{\partial \theta_i} & 0 & \frac{\partial P_k^{\oplus}}{\partial \theta_k} & \frac{\partial P_k}{\partial V_i} & 0 & \frac{\partial P_k^{\oplus}}{\partial V_k} & \frac{\partial P_k}{\partial V_{pk}} \\ \frac{\partial Q_i}{\partial \theta_i} & \frac{\partial Q_i}{\partial \theta_j} & \frac{\partial Q_i}{\partial \theta_k} & \frac{\partial Q_i^{\oplus}}{\partial V_i} & \frac{\partial Q_i}{\partial V_j} & \frac{\partial Q_i}{\partial V_k} & 0 \\ \frac{\partial Q_j^{\oplus}}{\partial \theta_i} & \frac{\partial Q_j^{\oplus}}{\partial \theta_j} & 0 & \frac{\partial Q_j}{\partial V_i} & \frac{\partial Q_j^{\oplus}}{\partial V_j} & 0 & 0 \\ \frac{\partial Q_k^{\oplus}}{\partial \theta_i} & 0 & \frac{\partial Q_k^{\oplus}}{\partial \theta_k} & \frac{\partial Q_k}{\partial V_i} & 0 & \frac{\partial Q_k^{\oplus}}{\partial V_k} & \frac{\partial Q_k}{\partial V_{pk}} \\ \frac{\partial X_2}{\partial \theta_i} & \frac{\partial X_2}{\partial \theta_j} & 0 & \frac{\partial X_2}{\partial V_i} & \frac{\partial X_2}{\partial V_j} & 0 & 0 \\ \frac{\partial PE}{\partial \theta_i} & \frac{\partial PE}{\partial \theta_j} & \frac{\partial PE}{\partial \theta_k} & \frac{\partial PE}{\partial V_i} & \frac{\partial PE}{\partial V_j} & \frac{\partial PE}{\partial V_k} & \frac{\partial PE}{\partial V_{pk}} \end{bmatrix}}_{J_4} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \\ \Delta V_{pk} \end{bmatrix} \quad (4.39)$$

Nota-se que a matriz J_4 é exatamente igual a matriz J_{4I} apresentada na equação (4.35), referente ao fluxo de carga expandido para as variáveis do IPFC.

4.7 Controlador de Oscilações de Potência (Power Oscillation Damping - POD)

4.7.1 Introdução

A interligação de sistemas elétricos de potência surgiu para tornar a operação mais segura e confiável. Visto que essas interligações normalmente são feitas por longas linhas de transmissão de altas reatâncias, pode ocorrer o surgimento de oscilações de baixa frequência, de origem eletromecânica [19, 22, 69].

As oscilações interárea são consequência de interações dinâmicas de máquinas e dispositivos de controle situados em áreas distintas e podem acarretar danos aos sistemas interconectados. Desta forma, o amortecimento das oscilações eletromecânicas é pré-requisito essencial para a operação segura de sistemas elétricos de potência [1, 19].

Uma possível solução para esse problema seria o uso dos estabilizadores de sistemas de potência (PSS), os quais encontram-se instalados na grande maioria dos geradores das

grandes unidades geradoras do sistema elétrico. Porém a modificação na estratégia de controle desses equipamentos pode trazer características indesejáveis, visto que esses controladores são geralmente empregados para amortecer oscilações de modo local [11, 76].

Tendo em vista que os PSS's encontram-se a longas distâncias das linhas de intercâmbio e que ao se modificar a estratégia de controle desses equipamentos pode-se gerar conflitos e diminuir o amortecimento das oscilações de modo local, engenheiros de sistemas de potência buscaram novas ferramentas para contornar esse problema.

Surgem então, como alternativa os equipamentos baseados na eletrônica de alta potência (FACTS), cujas principais características são a maximização da capacidade de transmissão e o controle dos fluxos de potência, sendo em sua grande maioria projetados para atender esses objetivos [12, 68]. Contudo, estudos realizados mostram que os dispositivos FACTS, se acoplados a um controlador adicional, podem inserir amortecimento às oscilações de baixa frequência dos sistemas elétricos. Essa função pode ser desempenhada através da introdução de um sinal estabilizante de característica suplementar (similar à utilizada nos PSSs), na malha de controle dos FACTS [6, 14, 42, 52].

Este tipo de estabilizador é denominado POD, cuja estrutura básica é muito semelhante à estrutura de um PSS convencional como mostrada na Figura 4.11 [13, 43, 47, 77].

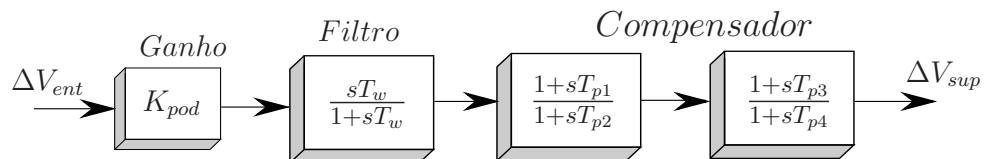


Figura 4.11: Estrutura do controlador POD.

O controlador representado pela Figura 4.11 é composto de um ganho estabilizador, um filtro e blocos compensadores de fase. O filtro garante que a saída do POD será zero em regime permanente, o ganho (K_{pod}) determina a quantidade de amortecimento introduzida pelo POD, os blocos de compensação de fase provêm uma apropriada compensação em atraso ou avanço do sinal de entrada.

4.7.2 Inclusão do POD no MSP

Para a inclusão de um dispositivo IPFC com POD no MSP considere o modelo dinâmico apresentado na Figura 4.12. Tal modelo é responsável pelo fornecimento de amortecimento ao sistema devido à presença do controlador POD.

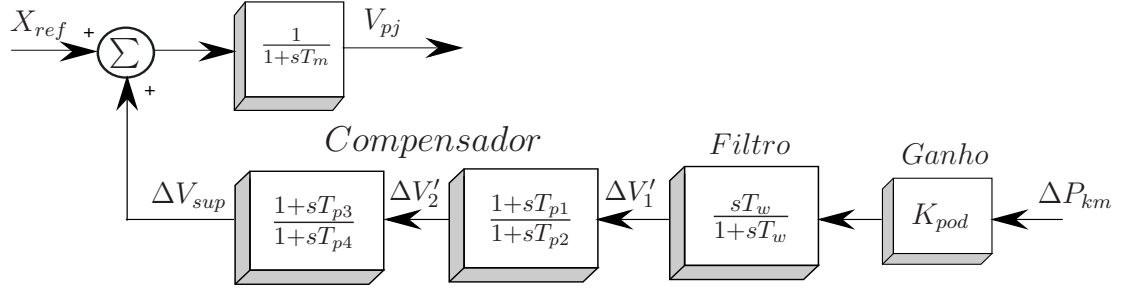


Figura 4.12: Modelo dinâmico do IPFC com controlador POD.

Por inspeção da Figura 4.12 podemos obter as equações diferenciais que representam o modelo do controlador POD. Para isso, é realizado procedimento semelhante ao feito para o IPFC, no qual modificamos a estrutura dos blocos. Para encontrar $\Delta V'_1$ o bloco *washout* pode ser dividido e, desta forma, definida outra variável de estado auxiliar, como ilustra a Figura 4.13.

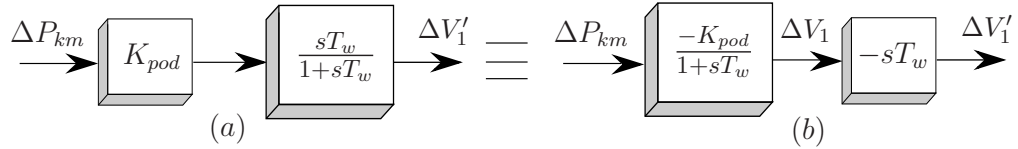


Figura 4.13: Divisão do bloco *Washout*.

Analisando a Figura 4.13(b), podem ser obtidas as expressões para a nova variável de estado ΔV_1 e para a saída do bloco *washout* $\Delta V'_1$ conforme as equações (4.40) e (4.41), respectivamente.

$$\Delta \dot{V}_1 = -\frac{1}{T_w} [K_{pod} \Delta P_{km} + \Delta V_1] \quad (4.40)$$

$$\Delta V'_1 = K_{pod} \Delta P_{km} + \Delta V_1 \quad (4.41)$$

A divisão em blocos pode ser realizada para o primeiro bloco que proporciona avanço/atraso de fase, de acordo com a Figura 4.14.

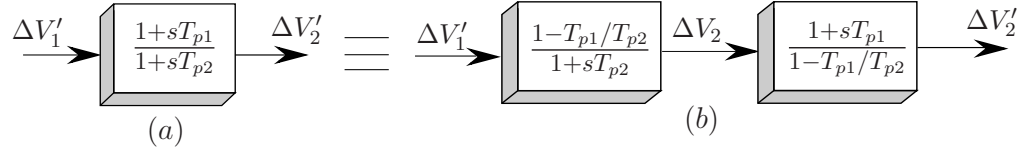


Figura 4.14: Divisão do primeiro bloco de avanço/atraso de fase.

Através da manipulação do diagrama de blocos mostrado na Figura 4.14 e da equação (4.41), são obtidas a variável de estado ΔV_2 e o sinal de saída $\Delta V_2'$ do primeiro bloco de avanço/atraso de fase, de acordo com as equações (4.42) e (4.43), respectivamente.

$$\Delta \dot{V}_2 = \frac{1}{T_{p2}} \left[\left(1 - \frac{T_{p1}}{T_{p2}} \right) (K_{pod} \Delta P_{km} + \Delta V_1) - \Delta V_2 \right] \quad (4.42)$$

$$\Delta V_2' = \Delta V_2 + \frac{T_{p1}}{T_{p2}} (K_{pod} \Delta P_{km} + \Delta V_1) \quad (4.43)$$

O mesmo procedimento pode ser realizado para o segundo bloco de avanço/atraso de fase de acordo com a Figura 4.15, obtendo as equações (4.44) e (4.45) para a variável de estado ΔV_3 e sua saída ΔV_{sup} , respectivamente.

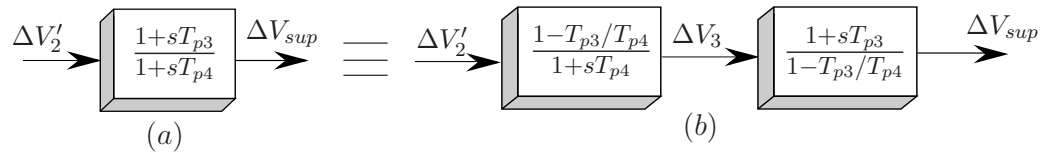


Figura 4.15: Divisão do segundo bloco de avanço/atraso de fase.

$$\Delta \dot{V}_3 = \frac{1}{T_{p4}} \left[\left(1 - \frac{T_{p3}}{T_{p4}} \right) \left(\Delta V_2 + \frac{T_{p1}}{T_{p2}} (K_{pod} \Delta P_{km} + \Delta V_1) \right) - \Delta V_3 \right] \quad (4.44)$$

$$\Delta V_{sup} = \Delta V_3 + \frac{T_{p3}}{T_{p4}} \left[\Delta V_2 + \frac{T_{p1}}{T_{p2}} (K_{pod} \Delta P_{km} + \Delta V_1) \right] \quad (4.45)$$

Por fim, completa-se o caminho de modulação da tensão em quadratura do conversor primário do IPFC, definindo-a como variável de estado de acordo com a equação (4.46).

$$\Delta \dot{V}_{pj} = \frac{1}{T_m} \left[\Delta V_3 + \frac{T_{p3}}{T_{p4}} \left(\Delta V_2 + \frac{T_{p1}}{T_{p2}} (K_{pod} \Delta P_{km} + \Delta V_1) \right) \right] + \frac{1}{T_m} X_{ref} - \frac{1}{T_m} \Delta V_{pj} \quad (4.46)$$

O sinal de entrada do controlador POD é a variação do fluxo de potência ativa na linha de transmissão onde o IPFC encontra-se instalado, dada pela equação linearizada (4.47). Esse sinal foi escolhido devido ao fato dos modos de oscilações interárea possuírem alta observabilidade para este sinal e, além disto, ser disponível localmente evitando, assim, gastos com sistemas de comunicação que aumentam o custo e diminuem a confiabilidade da operação [11, 13, 38, 78].

$$\Delta P_{km} = A1_{km} \Delta \theta_k + A2_{km} \Delta \theta_m + A3_{km} \Delta V_k + A4_{km} \Delta V_m. \quad (4.47)$$

Da manipulação das equações (4.40) e (4.47) é obtido o conjunto de equações (4.48), que define a variável de estado ΔV_1 em função de todas as variáveis algébricas e de estado do modelo.

$$\Delta \dot{V}_1 = C_{11} \Delta \theta_k + C_{12} \Delta \theta_m + C_{13} \Delta V_k + C_{14} \Delta V_m + C_{15} \Delta V_1, \quad (4.48)$$

sendo

$$\begin{aligned} C_{11} &= -\frac{K_{pod} A1_{km}}{T_w} & C_{13} &= -\frac{K_{pod} A3_{km}}{T_w} \\ C_{12} &= -\frac{K_{pod} A2_{km}}{T_w} & C_{14} &= -\frac{K_{pod} A4_{km}}{T_w} \\ C_{15} &= -\frac{1}{T_w} \end{aligned} .$$

Realiza-se o mesmo procedimento para a variável de estado ΔV_2 , a qual é definida pela

equação (4.49), que resulta da manipulação das equações (4.42) e (4.47).

$$\Delta \dot{V}_2 = C_{21}\Delta\theta_k + C_{22}\Delta\theta_m + C_{23}\Delta V_k + C_{24}\Delta V_m + C_{25}\Delta V_1 + C_{26}\Delta V_2, \quad (4.49)$$

sendo

$$C_{21} = \frac{K_{pod}A1_{km}}{T_{p2}} \left(1 - \frac{T_{p1}}{T_{p2}} \right)$$

$$C_{22} = \frac{K_{pod}A2_{km}}{T_{p2}} \left(1 - \frac{T_{p1}}{T_{p2}} \right)$$

$$C_{24} = \frac{K_{pod}A4_{km}}{T_{p2}} \left(1 - \frac{T_{p1}}{T_{p2}} \right)$$

$$C_{23} = \frac{K_{pod}A3_{km}}{T_{p2}} \left(1 - \frac{T_{p1}}{T_{p2}} \right)$$

$$C_{25} = \frac{1}{T_{p2}} \left(1 - \frac{T_{p1}}{T_{p2}} \right)$$

$$C_{26} = -\frac{1}{T_{p2}}$$

Da mesma forma é possível encontrar a variável de estado ΔV_3 , que resulta da manipulação das equações (4.44) e (4.47) e pode ser definida pela equação (4.50).

$$\Delta \dot{V}_3 = C_{31}\Delta\theta_k + C_{32}\Delta\theta_m + C_{33}\Delta V_k + C_{34}\Delta V_m + C_{35}\Delta V_1 + C_{36}\Delta V_2 + C_{37}\Delta V_3, \quad (4.50)$$

sendo

$$C_{31} = \frac{T_{p1}K_{pod}A1_{km}}{T_{p2}T_{p4}} \left(1 - \frac{T_{p3}}{T_{p4}} \right)$$

$$C_{32} = \frac{T_{p1}K_{pod}A2_{km}}{T_{p2}T_{p4}} \left(1 - \frac{T_{p3}}{T_{p4}} \right)$$

$$C_{33} = \frac{T_{p1}K_{pod}A3_{km}}{T_{p2}T_{p4}} \left(1 - \frac{T_{p3}}{T_{p4}} \right)$$

$$C_{35} = \frac{T_{p1}}{T_{p2}T_{p4}} \left(1 - \frac{T_{p3}}{T_{p4}} \right)$$

$$C_{36} = \frac{1}{T_{p4}} \left(1 - \frac{T_{p3}}{T_{p4}} \right)$$

$$C_{37} = -\frac{1}{T_{p4}}$$

Por fim, define-se a tensão de quadratura do conversor primário do IPFC como variável de estado (V_{pj}) em função de todas as variáveis de estado e algébricas do MSP, conforme descrito pela equação (4.51).

$$\begin{aligned} \Delta \dot{V}_{pj} = & C_{41}\Delta\theta_k + C_{42}\Delta\theta_m + C_{43}\Delta V_k + C_{44}\Delta V_m + \\ & C_{45}\Delta V_1 + C_{46}\Delta V_2 + C_{47}\Delta V_3 + C_{48}\Delta X_{ref} + C_{49}\Delta V_{pj}, \end{aligned} \quad (4.51)$$

sendo

$$\begin{aligned} C_{41} = \frac{T_{p1}T_{p3}K_{pod}A1_{km}}{T_{p2}T_{p4}T_m} & \quad C_{44} = \frac{T_{p1}T_{p3}K_{pod}A4_{km}}{T_{p2}T_{p4}T_m} & \quad C_{47} = \frac{1}{T_m} \\ C_{42} = \frac{T_{p1}T_{p3}K_{pod}A2_{km}}{T_{p2}T_{p4}T_m} & \quad C_{45} = \frac{T_{p1}T_{p3}}{T_{p2}T_{p4}T_m} & \quad C_{48} = \frac{1}{T_m} \\ C_{43} = \frac{T_{p1}T_{p3}K_{pod}A3_{km}}{T_{p2}T_{p4}T_m} & \quad C_{46} = \frac{T_{p3}}{T_{p4}T_m} & \quad C_{49} = -\frac{1}{T_m} \end{aligned}$$

É importante salientar que o sinal de realimentação (entrada de ΔV_{sup} no somatório) é definido como sendo positivo na Figura (4.12).

Inserindo as equações (4.48), (4.49), (4.50) e (4.51), em (4.38) e (4.39), a representação matricial do MSP para K geradores, L barras e n dispositivos IPFC equipados com controladores POD pode ser expressa pelas equações (4.52) e (4.53), nas quais, para efeito de representação matricial, o fluxo de potência ativa na linha $i - j$ foi escolhido como a entrada do controlador POD.

Nos elementos marcados pelo sinal (\oplus), devem ser somadas as parcelas referentes aos termos do POD da equação (4.49).

$$\begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} = [J3] \begin{bmatrix} \frac{\partial P_{inji}}{\partial V_{pj}} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \frac{\partial P_{injj}}{\partial V_{pj}} & 0 & \frac{\partial P_{injj}}{\partial V_{qj}} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{\partial P_{injk}}{\partial V_{qk}} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \frac{\partial Q_{inji}}{\partial V_{qj}} & 0 & \frac{\partial Q_{inji}}{\partial V_{qk}} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \frac{\partial Q_{injj}}{\partial V_{pj}} & 0 & \frac{\partial Q_{injj}}{\partial V_{qj}} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{\partial Q_{injk}}{\partial V_{qk}} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \frac{\partial PE}{\partial V_{pj}} & 0 & \frac{\partial PE}{\partial V_{qj}} & 0 & \frac{\partial PE}{\partial V_{qk}} & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta\omega \\ \Delta\delta \\ \Delta E'_q \\ \Delta E_{fd} \\ \Delta V_{pj} \\ \Delta X_1 \\ \Delta V_{qj} \\ \Delta X_2 \\ \Delta V_{qk} \\ \Delta X_3 \end{bmatrix} \\
 + \underbrace{\begin{bmatrix} \frac{\partial P_i}{\partial \theta_i} & \frac{\partial P_i}{\partial \theta_j} & \frac{\partial P_i}{\partial \theta_k} & \frac{\partial P_i}{\partial V_i^{\oplus}} & \frac{\partial P_i}{\partial V_j} & \frac{\partial P_i}{\partial V_k} & \frac{\partial P_i}{\partial V_{pk}} \\ \frac{\partial P_j^{\oplus}}{\partial \theta_i} & \frac{\partial P_j^{\oplus}}{\partial \theta_j} & 0 & \frac{\partial P_j}{\partial V_i} & \frac{\partial P_j^{\oplus}}{\partial V_j} & 0 & 0 \\ \frac{\partial P_k^{\oplus}}{\partial \theta_i} & 0 & \frac{\partial P_k^{\oplus}}{\partial \theta_k} & \frac{\partial P_k}{\partial V_i} & 0 & \frac{\partial P_k^{\oplus}}{\partial V_k} & \frac{\partial P_k}{\partial V_{pk}} \\ \frac{\partial Q_i}{\partial \theta_i} & \frac{\partial Q_i}{\partial \theta_j} & \frac{\partial Q_i}{\partial \theta_k} & \frac{\partial Q_i^{\oplus}}{\partial V_i} & \frac{\partial Q_i}{\partial V_j} & \frac{\partial Q_i}{\partial V_k} & 0 \\ \frac{\partial Q_j^{\oplus}}{\partial \theta_i} & \frac{\partial Q_j^{\oplus}}{\partial \theta_j} & 0 & \frac{\partial Q_j}{\partial V_i} & \frac{\partial Q_j^{\oplus}}{\partial V_j} & 0 & 0 \\ \frac{\partial Q_k^{\oplus}}{\partial \theta_i} & 0 & \frac{\partial Q_k^{\oplus}}{\partial \theta_k} & \frac{\partial Q_k}{\partial V_i} & 0 & \frac{\partial Q_k^{\oplus}}{\partial V_k} & \frac{\partial Q_k}{\partial V_{pk}} \\ \frac{\partial X_2}{\partial \theta_i} & \frac{\partial X_2}{\partial \theta_j} & 0 & \frac{\partial X_2}{\partial V_i} & \frac{\partial X_2}{\partial V_j} & 0 & 0 \\ \frac{\partial PE}{\partial \theta_i} & \frac{\partial PE}{\partial \theta_j} & \frac{\partial PE}{\partial \theta_k} & \frac{\partial PE}{\partial V_i} & \frac{\partial PE}{\partial V_j} & \frac{\partial PE}{\partial V_k} & \frac{\partial PE}{\partial V_{pk}} \end{bmatrix}}_{J_4} \cdot \begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta V \\ \Delta V_{pk} \end{bmatrix} \quad (4.53)$$

É importante salientar que a matriz J_4 não sofre alteração com a inclusão do controlador POD, sendo esta a matriz jacobiana do fluxo de carga convencional, somados os elementos do IPFC, como discutido na Seção 4.6.

4.7.3 Projeto do Controlador POD

Atualmente observam-se inúmeros trabalhos relacionados a projetos de controladores POD utilizando teoria de controle moderno. Entretanto, avanços na teoria de controle presenciados nas duas últimas décadas não se refletiram em todos os campos de aplicação, sendo o uso de técnicas de controle clássico ainda predominantes nos projetos de controladores nos sistema de potência [38].

As técnicas mais comumente utilizadas no projeto de controladores POD são baseadas em métodos de resposta em frequência e na sensibilidade dos autovalores [14]. O projeto de um controlador para o amortecimento de oscilações (Figura 4.12) envolve basicamente dois passos:

- Determinar a fase a ser compensada pelo controlador;
- Estimar o valor do ganho K_{pod} de modo a obter o amortecimento desejado.

Os blocos de compensação de fase do controlador POD são projetados de acordo com as seguintes equações:

$$\alpha = \frac{1 - \sin(\phi/n)}{1 + \sin(\phi/n)} \quad (4.54)$$

$$T = \frac{1}{\omega_n \sqrt{\alpha}} \quad (4.55)$$

sendo que, ϕ é a fase a ser compensada, ω_n é a frequência do modo a ser amortecido, n é o número de blocos do compensador de fase e T é a constante de tempo do compensador de fase considerando que $T = T_{p1} = T_{p2} = T_{p3} = T_{p4}$. Geralmente o valor de n é 1 ou 2, podendo ser um número maior caso necessário. O ganho do POD é escolhido de modo a atender a taxa de amortecimento requerida para o modo considerado.

A localização de um controlador FACTS no sistema está relacionada com a capacidade de controle do mesmo. Esse aspecto pode ser analisado através do conceito de controlabilidade. Por exemplo, se um controlador FACTS estiver situado numa linha de interligação entre

áreas, ele terá significativa controlabilidade sobre o modo de oscilação interárea e pouca controlabilidade sobre os modos locais [38].

A escolha adequada do sinal de entrada é de fundamental importância no projeto de controladores POD. Para se conseguir um bom amortecimento, o sinal de realimentação do controlador deve observar o modo de oscilação a ser amortecido. De preferência esse sinal deve estar disponível localmente, ou possa de alguma forma ser sintetizado a partir de medidas locais. A utilização de sinais locais elimina a necessidade do uso de canais de telecomunicação, reduzindo atrasos de resposta, aumentando a confiabilidade e diminuindo os custos de implementação do controlador [5, 6].

Sinais na linha de transmissão tais como potência ativa, potência reativa, magnitude da corrente ou a magnitude das tensões nas barras são candidatos a serem considerados na escolha do sinal de entrada de um controlador POD. Dentre essas possibilidades, a potência ativa e a corrente na linha são os sinais mais abordados na literatura. É importante ressaltar que os parâmetros do controlador POD de um mesmo dispositivo FACTS serão diferentes para diferentes sinais de entrada [14].

4.7.4 Procedimentos

Neste trabalho, o controlador POD é projetado utilizando método de resposta em frequência baseado no critério de estabilidade Nyquist de uma função de transferência de malha aberta (OLTF - Open Loop Transfer Function) e utilizado a ferramenta gráfica *rltool* do MATLAB[®] para realocação de polos. O critério de Nyquist permite acessar a estabilidade de malha fechada de um sistema realimentado quando se conhece os polos de malha aberta e conseqüentemente obter sua resposta em frequência [79–81].

Para efeitos didáticos é apresentado um simples tutorial com os procedimentos necessários para determinar as variáveis do controlador POD, exatamente como descrito em [82].

Uma vez resolvido o fluxo de carga, deve-se construir a matriz de estado do sistema (matriz A) para determinar o modo crítico. Em seguida devem ser construídas as matrizes B , C e D

do sistema linearizado. As matrizes B e C são respectivamente as matrizes de entrada e saída do sistema contendo as informações dos sinais de entrada e saída escolhidos. A matriz D é geralmente nula.

A função *damp* do MATLAB[®] pode ser utilizada para determinação do modo crítico da seguinte forma:

$$[Wn, qsi] = damp(A)$$

com este comando são fornecidas as frequências e os amortecimentos de todos os modos associados.

O próximo passo é montar a função de transferência do filtro *washout* ajustando T_w entre 1 a 20 segundos [14]. Para isso basta utilizar a função 'tf' da seguinte forma:

$$wsh = tf([Tw0], [Tw1]);$$

Em seguida deve-se calcular o ângulo de avanço ou atraso a ser compensando e as constantes de tempo T_{p1} a T_{p4} . Primeiramente deve-se colocar as quatro matrizes A , B , C e D na forma de espaço de estados utilizando a função 'ss' (state space) como segue:

$$sys = ss(A, B, C, D);$$

feito isso, é possível calcular as variáveis x e y para prosseguir no projeto.

Para calcular x e y utiliza-se a função 'nyquist' da seguinte forma:

$$[x, y] = nyquist(sys * wsh, wn(\text{posição}));$$

A fase a ser compensada é o próprio ângulo do vetor formado por (x, y) no plano complexo:

$$phi = angle(x + j * y)$$

Após obter a fase a ser compensada é possível determinar as constantes de tempo do controlador POD.

$$alpha = (1 - sin(phi/n))/(1 + sin(phi/n));$$

na qual, n é o número de blocos que irá compor o controlador POD, no nosso caso $n = 2$.

$$T_{p2} = 1/(wn * sqrt(alpha));$$

A função 'sqrt' nada mais é que a raiz quadrada e wn é a frequência de oscilação do modo

crítico.

Com todos esses parâmetros em mãos basta agora construir a função de transferência do POD da seguinte forma:

$$leadlag = tf([T_{p1} \ 1], [T_{p2} \ 1])^n;$$

Por fim deve-se ajustar o ganho estático K_{pod} do POD utilizando a ferramenta gráfica *rltool* para uma taxa de amortecimento desejada, por exemplo, 15%, [1].

A Figura 4.16 apresenta o diagrama de blocos que compõe o sistema (*sys*), o filtro (*wsh*) e o controlador POD (*leadlag*).

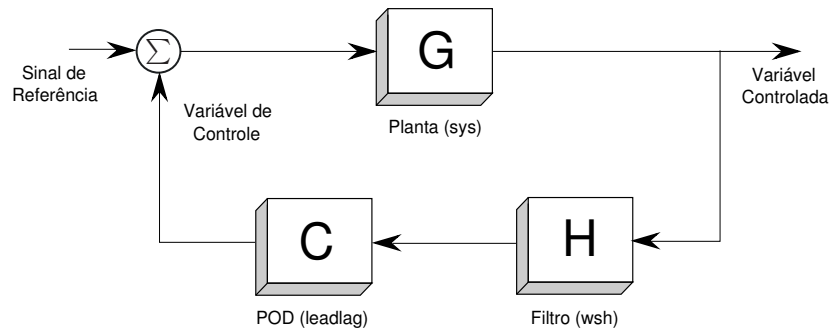


Figura 4.16: Diagrama de blocos do sistema realimentado com POD.

4.8 Simulações e Resultados

Nesta seção são apresentados os resultados obtidos a partir de simulações em um sistema teste multimáquinas, enfocando o amortecimento das oscilações eletromecânicas de baixa frequência com a introdução do dispositivo IPFC e do controlador suplementar POD. A partir dos resultados obtidos, conclusões pertinentes são enunciadas e discutidas.

As simulações foram desenvolvidas no ambiente MATLAB[®] utilizando o equacionamento desenvolvido nos Capítulos 2, 3 e 4. Os resultados do fluxo de carga para o caso base e os resultados após a inclusão do IPFC foram obtidos através de um programa computacional que

utiliza o método de Newton-Raphson para a solução do fluxo de potência [67].

O estudo da estabilidade a pequenas perturbações é feito a partir do Primeiro Método de *Lyapunov* [1], ou seja, analisando os autovalores da matriz de estados do sistema resultante (análise no domínio da frequência). Para a análise no domínio do tempo são utilizadas as curvas das respostas temporais do sistema sob estudo.

Para as simulações, optou-se por um sistema teste muito utilizado para o estudo de estabilidade de pequenos sinais e que será descrito a seguir. Os dados desse sistema são dados no Apêndice C e podem ser encontrados em [1]. É muito importante ressaltar que em [1], os dados são fornecidos na base de 900MW, no entanto, neste trabalho a base adotada tanto para as variáveis do IPFC, quanto para as dinâmicas das máquinas, foi de 100MW.

A localização de dispositivos FACTS é fixa, geralmente baseada no desempenho em regime permanente, como a compensação de reativos, compensação série de linhas de transmissão, controle de fluxos de potência e maximização da capacidade de transmissão^{‡‡}, restringindo, assim, a liberdade de escolha do sinal de controle do POD. A escolha da realimentação é feita por estudos dos fatores de participação, dos resíduos ou das sensibilidades dos autovalores. Neste trabalho, a simplicidade da topologia do sistema teste facilita a escolha e será usado o fluxo de potência ativa na linha adjacente ao IPFC.

4.8.1 Sistema Simétrico de Duas Áreas

O sistema teste multimáquinas, cujo diagrama unifilar é apresentado na Figura 4.17 foi proposto para estudar os fatores que influenciam os modos interárea de oscilação [1]. Esse sistema consiste de duas áreas simétricas, sendo estas conectadas por duas linhas de intercâmbio paralelas longas, ou seja, com alta reatância indutiva, constituindo uma interligação eletricamente fraca entre os sistemas, normalmente designada por “*tie-line*” [11]. Cada área consiste de duas unidades de geração. O fator de carregamento base ($\rho = 1$ p.u), corresponde a situação em que a Área 1 transfere para a Área 2 uma potência ativa de 400 MW [6].

^{‡‡}Uma excessão que merece destaque é a instalação de TCSC's na interligação Norte-Sul brasileira especificamente para amortecer as oscilações interárea dessa conexão.

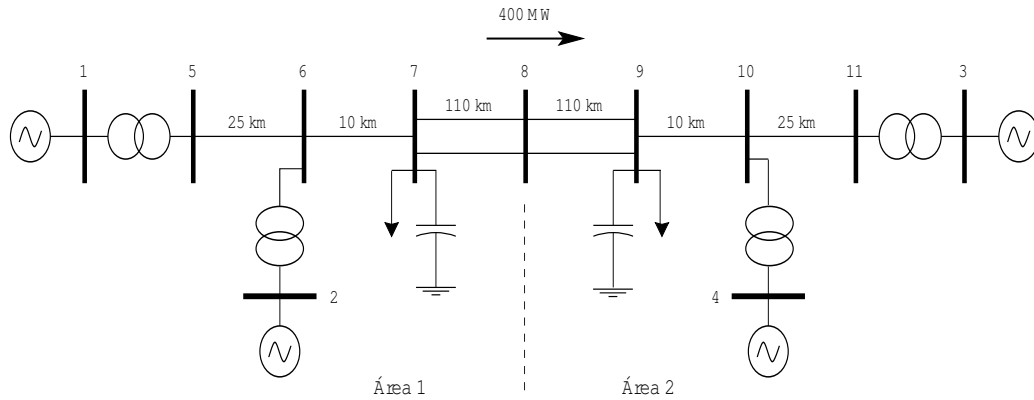


Figura 4.17: Sistema multimáquinas.

Esse sistema, embora seja de pequeno porte, tem estrutura e parâmetros baseados em equipamentos reais, favorecendo assim uma análise dos efeitos dos modos de oscilação eletromecânicos. Os sistemas de excitação estão inclusos nos modelos dos geradores, sendo composto por excitatrizes CC com alto ganho e baixo tempo de resposta, $K_e = 200$ e $T_e = 0.01s$, respectivamente.

Por possuir uma interligação com linhas de elevada reatância indutiva, o sistema é caracterizado pela falta de amortecimento, o que ocasiona instabilidade. Isto pode ser visto através da análise das raízes da equação característica do sistema, ou seja, pela análise dos autovalores dominantes da matriz de estados do sistema, conforme mostrado na Tabela 4.1.

Tabela 4.1: Autovalores dominantes, frequência e coeficientes de amortecimento

Autovalores	Frequência (Hz)	Coefficiente de Amortecimento (ζ)
$-0,519 \pm j6,73$ (Local 1)	1,071	7,70%
$-0,501 \pm j6,89$ (Local 2)	1,091	7,24%
$0,0374 \pm j3,79$ (Interárea)	0,603	-0,987%

Pela análise da tabela observa-se que o par complexo conjugado associado ao modo interárea de oscilação é o responsável pela instabilidade do sistema. Como pode ser visto, esse modo tem frequência de oscilação de 0,603 Hz, caracterizando-o como modo interáreo (frequências na ordem de 0,1 a 0,7 Hz). Os outros dois modos possuem frequências de oscilações de 1,071 e

1,091, respectivamente, que caracterizam-os como modos locais (frequências na ordem de 0,7 a 2,0 Hz).

Os modos locais de oscilação possuem parte real negativa, que no domínio do tempo formarão parcelas de resposta transitória caracterizadas por oscilações de amplitudes decrescentes.

Em se tratando do modo interárea, observa-se que este possui parte real positiva o que, de acordo com o Primeiro Método de *Lyapunov*, levará o sistema à instabilidade para este dado ponto de operação, quando submetido a uma pequena perturbação. Além disso, esta instabilidade será caracterizada por oscilações de amplitudes crescentes como se pode observar pelo coeficiente de amortecimento (ζ) negativo [5].

Na Figura 4.18 são mostradas as curvas de resposta do deslocamento angular ($\Delta\delta$) para um gerador de cada área do sistema em questão, tomando-se como referência o deslocamento angular do Gerador 1. É importante enfatizar que em todas as simulações deste trabalho a máquina 1 foi tomada como referência. Foi aplicado um degrau positivo de 10% na potência mecânica do gerador 1 ($\Delta P_{m1} = 0,01$ pu).

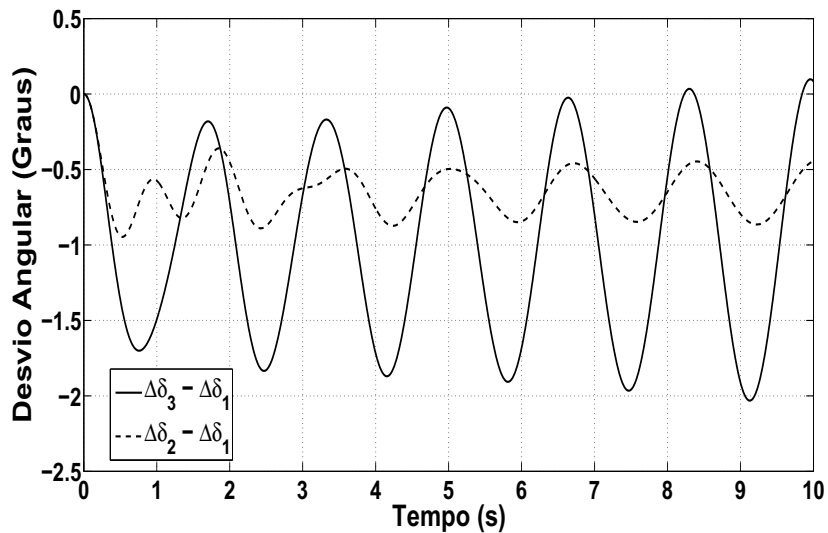


Figura 4.18: Variação angular dos geradores para o caso base.

Nota-se pela Figura 4.18 que a instabilidade está caracterizada por oscilações de amplitudes crescentes, como foi concluído pela análise realizada no domínio da frequência.

A partir da análise dos fatores de participação tem-se a relação dos autovalores da matriz de estado do sistema com as variáveis de estado e é possível indentificar quais variáveis mais influenciam nos modos de oscilações do sistema (Figuras (4.19) e (4.20)).

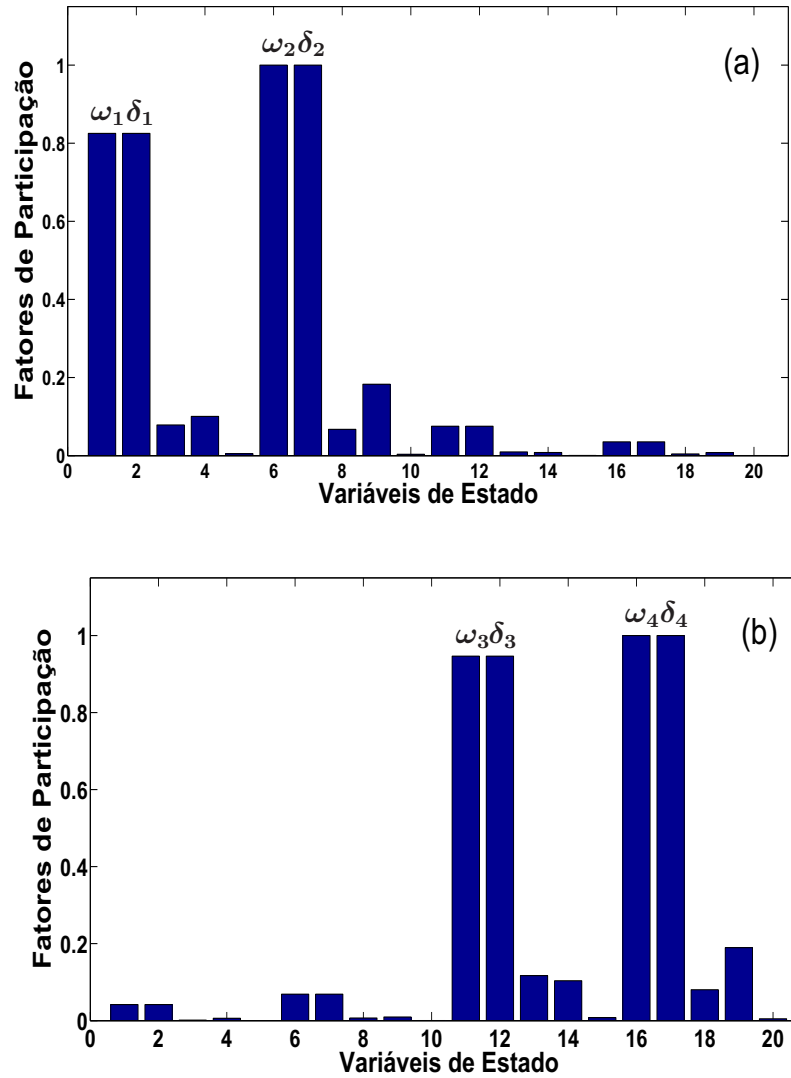


Figura 4.19: Fatores de participação: (a) Local 1 (b) Local 2

Analisando os fatores de participação indicados na Figura 4.19, conclui-se que as Máquinas 1 e 2 tem grande participação no modo local de oscilação da Área 1, enquanto que as máquinas 3 e 4 participam do modo local de oscilação presente na Área 2.

A Figura 4.20 mostra os fatores de participação referentes ao modo oscilatório interárea.

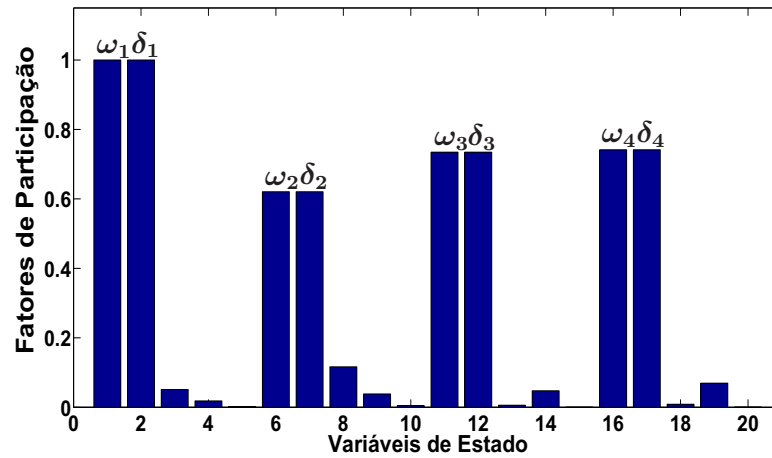


Figura 4.20: Fator de participação: modo interárea

Observa-se na Figura 4.20 que todas as máquinas participam no modo oscilatório interárea, no qual as máquinas da Área 1 oscilam contra as máquinas da Área 2.

4.8.2 Inclusão do IPFC no sistema de duas áreas

O IPFC apresentado nos Capítulos 3 e 4 é agora incluso no sistema multimáquinas. A operação do IPFC com dois conversores consiste nas injeções de tensões série capaz de efetuar compensação de reativos nas linhas onde ele encontra-se instalado. A Figura 4.21 mostra o IPFC incluso no sistema multimáquinas entre as linhas paralelas que ligam as Barras 7 e 8.

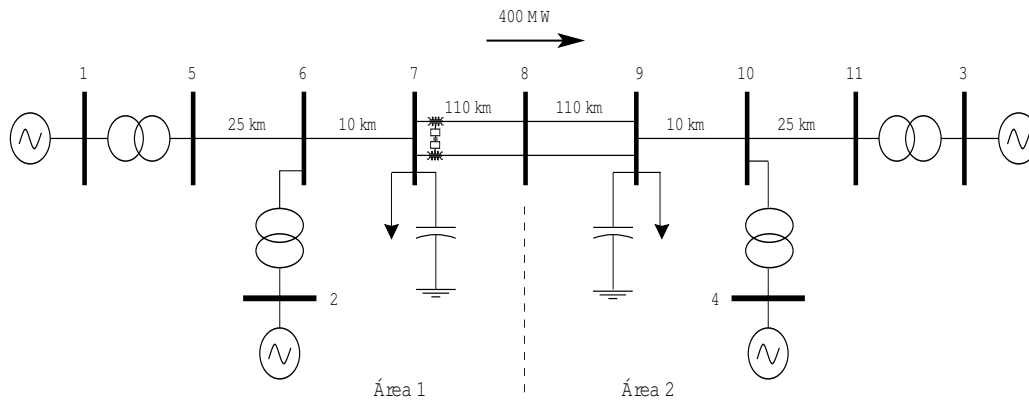


Figura 4.21: Sistema multimáquinas com IPFC.

O IPFC foi instalado entre as Barras 7 e 8 devido ao fato das linhas de transmissão que ligam essas barras possuírem alta reatância indutiva (ver Apêndice C) comparada às demais, o que permite uma maior margem de compensação para o IPFC. Outro fato importante é que a Barra 8 possui um leve afundamento de tensão (valores maiores que 5%) e pode ser melhorado através da compensação reativa. Esse afundamento pode ser visto na Tabela 4.2, na qual tem-se as tensões e ângulos para cada barra do sistema, com e sem o IPFC incluso.

Verifica-se na Tabela 4.2 que após a inclusão do IPFC com valores de fluxos especificados iguais ao caso base (IPFC supostamente inativo), houve uma pequena mudança nas tensões e ângulos das barras. Como se pode observar, o afundamento de tensão na barra 8 aumentou após a inclusão deste dispositivo. Esse fato torna-se evidente pelo aumento da reatância devido aos transformadores de acoplamento nas linhas onde o dispositivo encontra-se instalado.

Analisando os autovalores dominantes da matriz de estados do sistema, apresentados na Tabela 4.3, observa-se que com os valores de fluxos especificados iguais ao caso base, o coeficiente de amortecimento ficou mais negativo após a inclusão do IPFC. Tal fato é também observado através da Figura 4.22 a qual mostra as curvas de resposta do deslocamento angular ($\Delta\delta$) para um gerador de cada área do sistema com a inclusão do IPFC.

Tabela 4.2: Tensões complexas das barras com e sem IPFC

Barras	Sem IPFC		Com IPFC	
	Mag. das Tensões (p.u)	Ang. das Tensões (graus)	Mag. das Tensões (p.u)	Ang. das Tensões (graus)
1	1,0300	27,071	1,0300	28,452
2	1,0100	17,306	1,0100	18,680
3	1,0300	0	1,0300	0
4	1,0100	-10,192	1,0100	-10,201
5	1,0065	20,607	1,0060	21,986
6	0,9781	10,523	0,9770	11,888
7	0,9610	2,113	0,9589	3,456
8	0,9486	-11,757	0,9466	-11,736
9	0,9714	-25,354	0,9706	-25,375
10	0,9835	-16,939	0,9830	-16,950
11	1,0083	-6,628	1,0081	-6,632

Tabela 4.3: Autovalores dominantes, frequências e coeficientes de amortecimento com IPFC

Autovalores	Frequência (Hz)	Coefficiente de Amortecimento (ζ)
$-0,512 \pm j6,73$ (Local 1)	1,071	7,58%
$-0,502 \pm j6,90$ (Local 2)	1,098	7,26%
$0,0893 \pm j3,92$ (Interárea)	0,623	-2,28%

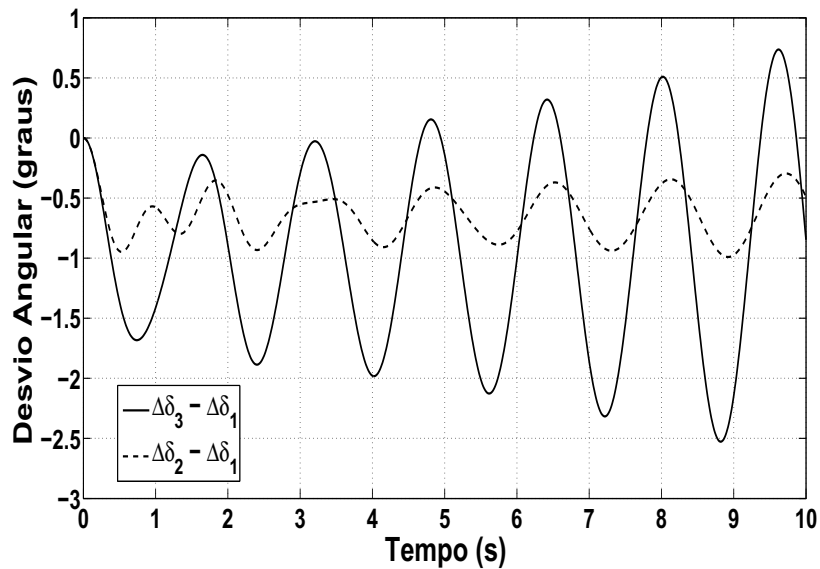


Figura 4.22: Variação angular dos geradores com IPFC.

Para melhorar o afundamento da tensão na Barra 8, será feita compensação reativa nas linhas onde o IPFC está instalado, de modo a verificar a versatilidade deste dispositivo. A Figura 4.23 mostra as posições dos polos para diferentes porcentagens de compensação reativa (Q_{refj} e Q_{refk}) nas duas linhas controladas pelo IPFC.

É importante ressaltar que na Figura 4.23 o “caso base” refere-se aos fluxos de potências ativa e reativa iguais aos obtidos no fluxo de carga convencional. Outro fato importante é que a porcentagem de compensação foi realizada para ambas as linhas, desse modo, o valor total compensado é o dobro do mostrado na figura. Já o valor da potência ativa não foi modificado em nenhum dos casos.

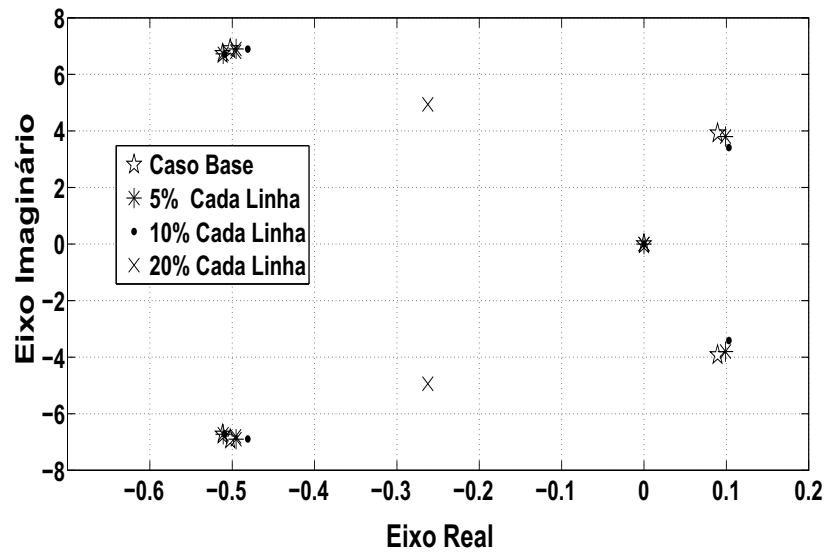


Figura 4.23: Trajetória do par complexo conjugado representante do modo interárea.

Outro fato importante de se comentar é a direção dos polos na Figura 4.23. Nesta, para valores de compensação inferiores a 40% totais, os polos caminharam para a direita, ou seja, mesmo melhorando o perfil de tensão na Barra 8, como pode ser verificado na Tabela 4.4 o sistema apresentou valor de coeficiente de amortecimento menor. Esse fato ocorre devido a um primeiro momento a direção escolhida para a compensação reativa não ser adequada para a dinâmica da rede (autovalores vão para direita), porém com o aumento da injeção de reativos (caso 40% total) há uma melhora no perfil de tensão das barras e melhora de forma global o sistema levando-o a estabilidade.

A Tabela 4.4 mostra para cada valor de compensação nas linhas o perfil de tensão na barra 8.

Tabela 4.4: Efeito da Compensação Reativa no Perfil da Tensão da Barra 8.

Compensação Total	Tensão (p.u)
Caso Base	0,9466
10%	0,9475
20%	0,9484
40%	0,9502

Na Tabela 4.4, o valor de 40% total, no qual corresponde a uma compensação reativa de

20% para cada linha, partindo do caso base, é o melhor amortecimento que pode ser conseguido somente através do IPFC para amortecer as oscilações referentes ao modo dominante interárea. Na Figura 4.24 são mostradas as curvas de resposta do deslocamento angular ($\Delta\delta$) para um gerador de cada área do sistema com essa compensação conseguida pelo IPFC.

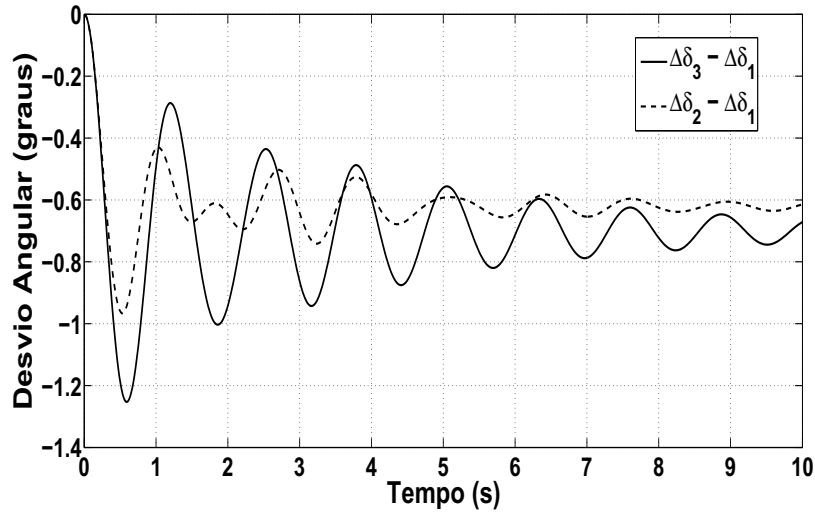


Figura 4.24: Variação angular dos geradores com a compensação do IPFC.

Observe que somente com IPFC houve um grande amortecimento nas oscilações eletromecânicas, caracterizando o sistema como estável, porém pouco amortecido. Esse fato torna-se evidente pela capacidade de geração de potência reativa pelo dispositivo IPFC, mostrando novamente ser uma poderosa ferramenta na compensação de reativos nas linhas onde encontra-se instalado.

4.8.3 Inclusão do IPFC com POD no sistema de duas áreas

Sabe-se que o acoplamento de um controlador POD aos dispositivos FACTS permite a injeção de amortecimento. Para verificar a eficiência desse controlador no amortecimento das oscilações eletromecânicas é conectado à malha do controlador IPFC um POD cujo projeto foi discutido na Seção 4.7.

Foi visto nas análises anteriores que com a inclusão do IPFC com valores de fluxos

especificados iguais ao caso base o sistema apresentou um coeficiente de amortecimento pior. Porém, ao fazer compensação de reativos nas linhas houve um considerável amortecimento nas oscilações tornando o sistema estável e melhorando a tensão na Barra 8.

Para testar a eficiência do controlador POD os fluxos de potência foram especificados iguais ao caso base, ou seja, para o pior caso, como descrito pela análise dos autovalores mostrados na Tabela 4.3.

Os ajustes dos parâmetros do controlador POD foram realizados através dos seguintes procedimentos:

1- Foi realizada a análise modal da matriz de estados do sistema, bem como o cálculo dos fatores de participação.

2- Foram construídas as matrizes B e C de entrada e saída, respectivamente, e selecionada a constante de tempo do filtro ($T_w = 3s$) para o ajuste do filtro. Com posse desses dados foi possível determinar a fase a ser compensada pelo controlador e obter suas constantes de tempo $T_{p1} = T_{p3}$ e $T_{p2} = T_{p4}$.

3- Através da ferramenta *root locus* foi possível realocar o pólo referente ao modo de oscilação interárea no plano complexo para uma taxa de amortecimento de aproximadamente 15%. Os parâmetros ajustados para o controlador POD de acordo com os resultados da análise são:

Tabela 4.5: Parâmetros do controlador POD

T_{p1}	T_{p2}	T_{p3}	T_{p4}	K_{pod}	T_w
0,0595s	1,0912s	0,0595s	1,0912s	151	3s

A Tabela 4.6 mostra os autovalores dominantes da matriz de estados para o sistema com POD e uma taxa de amortecimento projetada por volta de 15%.

Tabela 4.6: Autovalores Dominantes, Frequência e Coeficientes de Amortecimento com IPFC

Autovalores	Frequência (Hz)	Coeficiente de Amortecimento (ζ)
$-0,515 \pm j6,74$ (Local 1)	1,072	7,62%
$-0,511 \pm j6,90$ (Local 2)	1,098	7,38%
$-0,532 \pm j3,79$ (Interárea)	0,603	13,9%

A Figura 4.25 mostra as posições dos polos com e sem a inclusão do POD. Observa-se que os modos locais sofrem pouca alteração devido à presença do POD. Entretanto, o modo interárea sofreu grande alteração, pois o projeto foi feito para sua frequência.

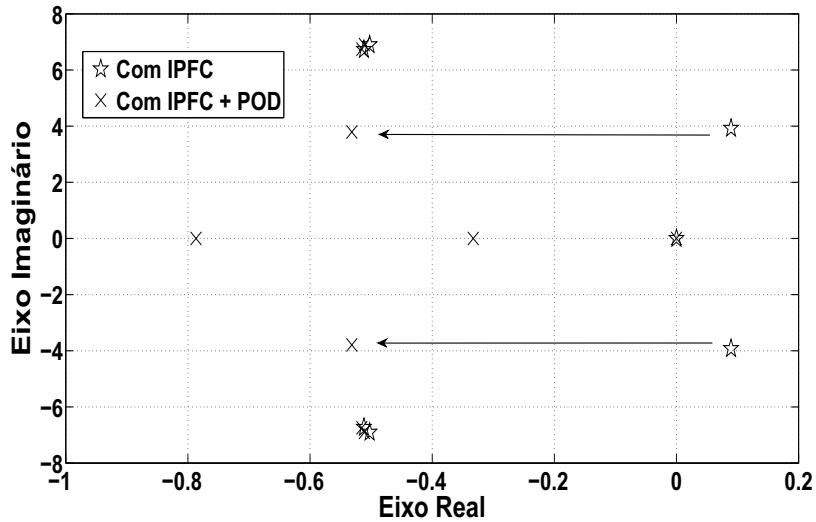


Figura 4.25: Localização dos polos no plano complexo.

Na Figura 4.26 são mostradas as curvas de resposta do deslocamento angular ($\Delta\delta$) para o gerador da Área 1, com e sem o sinal do POD na malha de controle do IPFC.

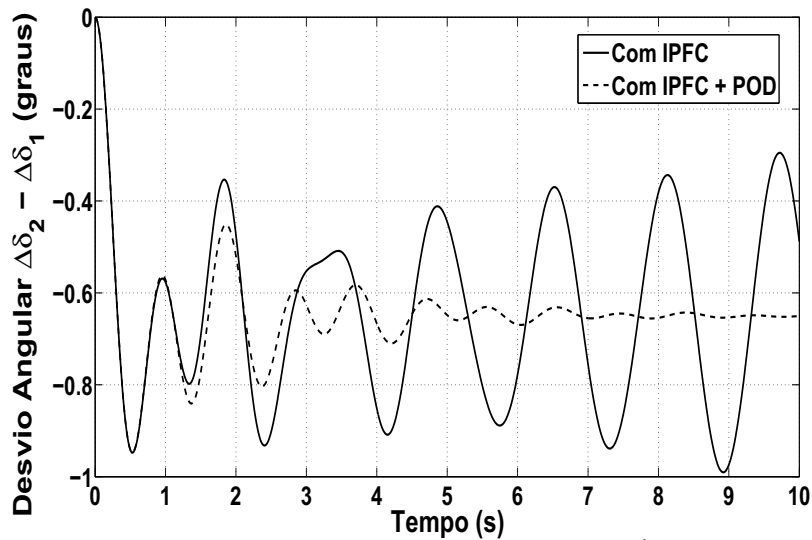


Figura 4.26: Desvio do ângulo do rotor: Área 1.

As curvas referentes a resposta do deslocamento angular ($\Delta\delta$) para o gerador da Área 2 são apresentadas na Figura 4.27.

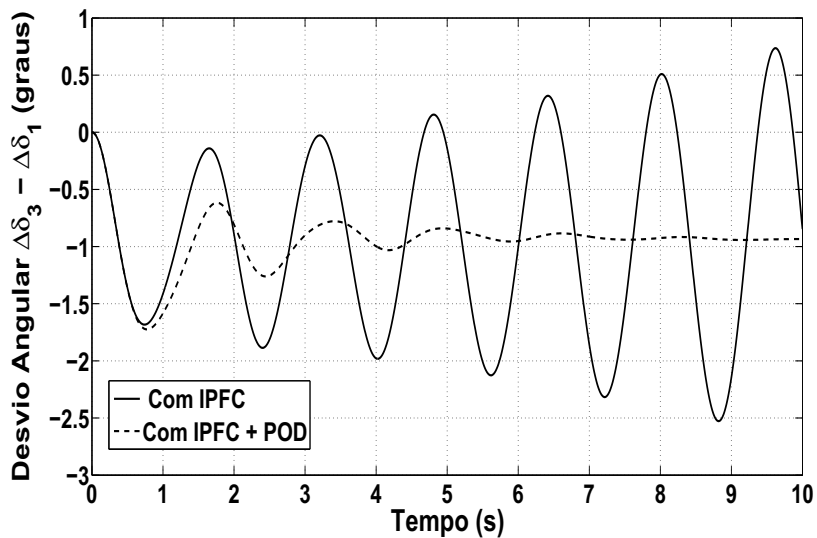


Figura 4.27: Desvio do ângulo do rotor: Área 2.

A Figura 4.28 mostra o fluxo de potência ativa na linha entre as Barras 6 e 7; linha cujo sinal serviu de entrada para o controlador POD.

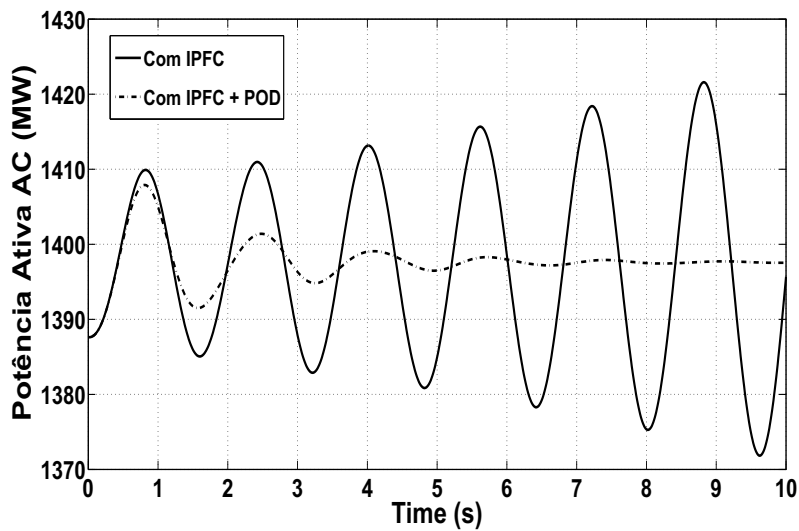


Figura 4.28: Variação da Potência Ativa de Intercâmbio

Os resultados obtidos mostrados nas Figuras 4.25 a 4.28 corroboram com a literatura e mostram mais uma finalidade do IPFC. Esse dispositivo cuja característica inerente é destinada ao controle de fluxos de potências ativa e reativa em linhas de transmissão, mostra também sua eficácia (quando acoplado com um controlador POD na sua malha de controle) no amortecimento das oscilações eletromecânicas de baixa frequência.

Desta forma, os resultados obtidos nos Capítulos 3 e 4 selam a versatilidade do IPFC, pois de forma efetiva pode controlar fluxos de potência ativa e reativa, fazer compensação reativa nas linhas onde encontra-se instalado e ainda amortecer oscilações que podem levar o sistema à instabilidade.

Capítulo 5

Conclusões e Sugestões para Trabalhos Futuros

“A maior recompensa do nosso trabalho não é o que nos pagam por ele, mas aquilo em que ele nos transforma”.

John Ruskin

NESTA dissertação de mestrado foram realizados estudos avaliando o desempenho do controlador IPFC segundo duas análises: estática e dinâmica. O modelo de injeção de potência que representa o IPFC foi utilizado para as duas análises, o que é bastante apropriado, visto que para a análise estática essa modelagem facilitou sua inclusão no programa de fluxo de potência, já que ela mantém as equações do fluxo de potência inalteradas e considera a contribuição do IPFC como se fossem injeções de potência nas barras às quais está conectado. Para a análise dinâmica essa modelagem permite de forma simples a inclusão do IPFC no MSP, uma vez que o modelo baseia-se no balanço nodal de potência.

Na análise estática o dispositivo foi avaliado no desempenho de sua função básica, que é o controle de fluxos de potência em linhas de transmissão. Neste requisito o dispositivo IPFC mostrou-se verdadeiramente eficaz controlando os fluxos de potência nas linhas especificadas e eliminando o congestionamento do sistema. Ainda nesta análise foi avaliado como o IPFC

influencia na estabilidade de tensão do sistema. Verificou-se então que dependendo de onde o IPFC esteja instalado e da topologia do sistema ele pode diminuir a margem de carregamento do sistema, ou seja, pode tornar o sistema menos seguro do ponto de vista de estabilidade de tensão.

Na análise dinâmica o dispositivo foi avaliado no amortecimento das oscilações eletromecânicas de baixa frequência. Sem a presença do controlador POD, o IPFC proveu uma pequena melhoria no amortecimento das oscilações interárea, o qual foi conseguido através de compensação série nas linhas de transmissão. Essa compensação além de fornecer amortecimento adicional, ajudou a melhorar um leve afundamento de tensão em uma das barras do sistema. Após a inclusão do controlador POD em sua malha de controle, o IPFC mostrou-se bastante eficaz no amortecimento das oscilações eletromecânicas pobremente amortecidas, com taxas de amortecimento iguais a equipamentos FACTS que são mais destinados a essa função.

Um aspecto importante a ser ressaltado é que deve ser feito uma análise criteriosa do local mais apropriado para a instalação do IPFC, visto que dependendo do lugar que ele seja instalado ele pode diminuir consideravelmente a margem de estabilidade de tensão do sistema, e que além disso, outras características ou funções também devam ser levadas em conta, uma vez que o custo desse equipamento é relativamente elevado quando comparado com outros equipamentos que realizam somente a função de amortecimento de oscilações.

5.1 Sugestões para Trabalhos Futuros

Visando dar continuidade ao trabalho aqui apresentado, algumas sugestões para trabalhos futuros são dadas:

- Avaliar o impacto do modo de operação do controlador IPFC, assim como de outros controladores FACTS no amortecimento de oscilações eletromecânicas quando o sistema sofre uma grande perturbação.
- Utilizar outras técnicas para projetos de controladores POD, como controle robusto e adaptativo, redes neurais, lógica fuzzy e lógica nebulosa, assim como utilizar sinais

remotos oriundos de PMU's (Unidade de Medição Fasorial) como entrada do controlador POD.

- Desenvolver outras formas de controle para o IPFC, como ajustar que o dispositivo mantenha uma compensação série constante sempre que o sistema for perturbado por acréscimo ou redução de carga. Outra alternativa seria fazer com que o dispositivo ajuste de forma automática as referências de potências de acordo com o crescimento da carga do sistema.

Referências Bibliográficas

- [1] P. Kundur, *Power System Control and Stability*. Editora Mc Graw-Hill, 1994.
- [2] N. G. Bretas and L. F. C. Alberto, *Estabilidade Transitória em Sistemas Eletromagnéticos*. São Carlos: EESC/USP, 2000.
- [3] IEEE/CIGRE JOINT TASK FORCE. *Definition and Classification of Power System Stability*. ELECTRA, Paris, n. 208, pp. 74-80, 2003.
- [4] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO - ONS. Indicadores de desempenho do sistema interligado nacional - SIN. [S.l.: s.n., 2008?] 1p.
Disponível em: <<http://www.ons.com.br>>. Acesso em: 8 fev. 2010.
- [5] C. E. Pupin, *Estudo da Estabilidade a Pequenas Perturbações de Sistemas Elétricos Multimáquinas com Dispositivos FACTS do Tipo SSSC e Controladores Suplementares (POD e PSS)*. Dissertação de Mestrado DEE-FEIS/UNESP, 2009.
- [6] H. M. Ayres, *Aplicação do Controlador UPFC para o Amortecimento de Oscilações Eletromecânicas em Sistemas Elétricos de Potência*. Dissertação de Mestrado FEEC/UNICAMP, 2005.
- [7] F. P. de Mello and C. Concordia, "Concepts of synchronous machine stability as affected by excitation control," *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems*. vol. 88, no. 4, pp. 316-329, 1969.
- [8] W. G. Heffron and R. A. Phillips, "Effect of a modern amplidyne voltage regulator on

- underexcited operation of large turbine generators,” *AIEE Trans.*, vol. 71, pp. 692-697, 1952.
- [9] S. M. Deckmann and V. F. da Costa, “A power sensitivity model for electromechanical oscillation studies,” *IEEE Transactions on Power Systems.*, vol. 9, no. 2, pp. 965-971, 1994.
- [10] V. F. da Costa, *Modelo de Sensibilidade de Potência para Análise de Oscilações de Baixa Frequência em Sistemas de Energia Elétrica*. Tese de Doutorado FEEC/UNICAMP, 1992.
- [11] M. A. Furini, *Estudo da Estabilidade a Pequenas Perturbações de Sistemas Elétricos de Potência Multimáquinas sob a Ação dos Controladores FACTS TCSC e UPFC*. Dissertação de Mestrado FEIS/UNESP, 2008.
- [12] N. G. Hingorani and L. Gyugyi, *Concepts and Technology of Flexible AC Transmission Systems*. IEEE Press - Jon Wiley & Sons, 2000.
- [13] Y. H. Song, and A. T. Jonhs, *Flexible altern current trasmission systems FACTS*. London: The Institution of Electrical Engineers, 1999. 592 p.
- [14] M. S. Castro, *A Influência de Controladores FACTS na Estabilidade de Ângulo a Pequenas Perturbações de Sistemas Elétricos de Potência*. Dissertação de Mestrado FEEC/UNICAMP, 2005.
- [15] F. C. V. Malange, *Proposta de Parametrização para o Fluxo de Carga Continuado Visando Redução de Perdas na Transmissão e o Aumento da Margem Estática de Estabilidade de Tensão*. Tese de Doutorado DEE-FEIS/UNESP, 2008.
- [16] P. Kundur; J. Paserba; V. Ajjarapu; G. Andersson; A. Bose; C. Cañizares; N. Hatziargyriou; D. Hill; A. Stankovic; C. Taylor; T. Van Cutsem; and V. Vittal, “Definition and classification of power system stability, IEEE/CIGRE joint task force on stability terms and definitions,” *IEEE Transactions on Power Systems*. New York, vol. 19, no.2, p.1387-1401, 2004.
- [17] R. O. Paccini, *Estabilização de Oscilações de Potência de Linhas de Intercâmbio Através de Um Elo de Corrente Contínua*. Dissertação de Mestrado FEEC/UNICAMP, 2009.

- [18] A. B. Nassif, *Análise da Estabilidade de Ângulo e de Tensão de Sistemas Elétricos de Potência Sujeitos a Pequenas Perturbações*. Dissertação de Mestrado FEEC/UNICAMP, 2004.
- [19] P. M. Anderson and A. A. Fouad *Power System Control and Stability*. es, USA: The Iowa State University Press, 1977. 464 p.
- [20] M. S. Silva, *Estudo Comparativo do Modelo Linear de Heffron e Phillips e Modelo de Sensibilidade de Potência com a Inclusão dos Dispositivos FACTS SVC e TCSC*. Dissertação de Mestrado DEE-FEIS/UNESP, 2008.
- [21] E. V. Larsen and D. A. Swann, “Applying power system stabilizers, part I: General concepts, part II: Performance objectives and tuning concepts, part III: Practical considerations,” *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*. vol. PAS-100, no. 12, pp. 3017-3046, 1981.
- [22] P. Kundur; M. Klein; G. J. Rogers; and M. S. Zywno, “Application of power system stabilizers for enhancement of overall system stability,” *IEEE Transactions on Power Systems*. New York, vol. 4, n. 2, pp. 614-626, 1989.
- [23] J. C. Doyle; K. Glover; P. Khargonekar; and B. A. Francis, “State-space solutions to standard H_2 and H_∞ control problems,” *IEEE Transactions on Automatic Control*. vol. 34, pp. 831-847, 1989.
- [24] G. N. Taranto and J. H. Chow, “A robust frequency domain optimization technique for mining series compensation damping controllers,” *IEEE Transaction on Power Systems*. vol. 10, no. 3, pp. 1219-1225, 1995.
- [25] R. A. Ramos; L. F. C. Alberto; and N. G. Bretas, “A new methodology for the coordinated design of robust decentralized power system damping controllers,” *IEEE Transactions on Power Systems*. vol. 19, pp. 444-454, February 2004.
- [26] R. A. Ramos; A. C. P. Martins; and N. G. Bretas, “An improved methodology for the

- design of power system damping controllers,” *IEEE Transactions on Power Systems*. vol. 20, pp. 1938-1945, November 2005.
- [27] A. B. Neto, *Proposição de uma Técnica de Parametrização Geométrica para o Fluxo de Carga Continuado Baseado nas Variáveis Tensão e Fator de Carregamento*. Dissertação de Mestrado DEE-FEIS/UNESP, 2006.
- [28] SCHWEITZER ENGINEERING LABORATORIES, COMERCIAL LTDA.
Disponível em: <<http://www.selinc.com.br/quadros/blecaute.htm>>. Acesso em: 10 fev. 2010.
- [29] Universia, Uma rede de 842 Universidades - Risco de blecaute. Disponível em:
<http://www.universia.com.br/html/materia/materia_cbbi.html>. Acesso em: 10 fev. 2010.
- [30] U. G. Knight, “Voltage Collapse - Experience and Modelling”. *IEE Colloquium on Voltage Collapse*. (Digest no. 1997/101), pp. 8/1 - 8/7 April 1997.
- [31] C. W. Taylor, *Power System Voltage Stability*. McGraw-Hill, 1994. 357p.
- [32] CIGRE WORKING GROUP TASK FORCE. *Modelling of voltage collapse including dynamic phenomena. Technical report of task force*. 1992.
- [33] A. S. Costa - Dinâmica e Controle de Sistema Elétricos de Potência. Notas de Aula
Disponível em: <<http://www.labspot.ufsc.br/simoes/dincont/index.html>>. Acesso em: 10 fev. 2010.
- [34] B. Gao; G. K. Morison; and P. Kundur, “Voltage Stability Evaluation Using Modal Analysis,” *IEEE Transactions on Power Systems*. vol. 7, no. 14, pp. 1529-1542. 1992.
- [35] R. A. Ramos; A. C. P. Martins; and N. G. Bretas; E. Bompard; E. Carpaneto; G. Chico; and R. Napoli, “A Practical Application of Bifurcation Theory to Dynamic Voltage Stability”, *Electrical Power & Energy Systems*. 0142-0615/96. 1993

- [36] D. A. Alves, *Obtenção do Ponto de Máximo Carregamento em Sistemas Elétricos de Potência Utilizando Novas Técnicas de Parametrização para o Método da Continuação*. Tese de Doutorado FEEC/UNICAMP, 2000.
- [37] J. I. Pérez-Arriaga; G. C. Verghese; and F. C. Schweppe, "Selective modal analysis with applications to electric power system part I: Heuristic introduction. part II: The dynamic stability problem," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*. vol. PAS-101, pp. 3117-3134, 1982.
- [38] E. H. Watanabe; P. G. Barbosa; K. C. Almeida; and G. N. Taranto, "Tecnologia FACTS - tutorial," *SBA Controle & Automação*. Campinas, vol.9, no. 1, pp. 39-55, 1998.
- [39] IEEE FACTS Working Group 15.05.15 in cooperation with CIGRE, "Facts overview," *IEEE Special Publication*, vol. 96-TP-108, 1996.
- [40] N. G. Hingorani, "Power electronics in electric utilities: Role of power electronic in future power systems," *Proceedings of IEEE*. vol. 76, no. 4, 1988.
- [41] N. G. Hingorani, "High power electronics and flexible ac transmission systems," *IEEE Power Engineering Review*. vol. 76, no. 4, 1988.
- [42] D. T. Custódio, *Utilização do Elo de Corrente Contínua para o Amortecimento de Oscilações Eletromecânicas em Sistemas Elétricos de Potência*. Dissertação de Mestrado FEEC/UNICAMP, 2009.
- [43] C. Gama; R. L. Leoni; J. C. Salomão; J. B. Gribel; R. Fraga; M. J. X. Eiras; W. Ping; A. Ricard; and J. Cavalcanti, "Brazilian North-South interconnection - application of thyristor controlled series compensation to damp inter-area oscillation mode," in *Proc. Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning - SEPOPE*. Brazil, 1998.
- [44] C. Gama; L. Ängquist; G. Ingeström; and M. Noroozian, "Commissioning and operative experience of TCSC for damping power oscillation in the Brazilian north-south interconnection," in *Proc. CIGRE Session 2000*. Paper 14-104, Paris, France, 2000.

- [45] R. Gárdos; A. Pedroso; and R. D. Rangel, “Avaliação do comportamento do SIN com a aplicação de transmissão segmentada nas interligações inter-regionais,” *XX SNPTEE Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*. pp. 1-8, Recife, Brasil, 2009.
- [46] R. M Mathur and R. K. Varma, *Thyristor - Based FACTS Controllers for Eletrical Transmission Systems*. IEEE Press - Jon Wiley & Sons, 2002.
- [47] A. M. Simoes; D.C. Savelli; P.C. Pellanda; N. Martins; and P. Apkarian, “Robust Design of a TCSC Oscillation Damping Controller in a Weak 500-kV Interconnection Considering Multiple Power Flow Scenarios and External Disturbances,” *IEEE Transactions on Power Systems*. USA, vol. 24, no. 1, p. 226-236, 2009.
- [48] J. J. Paserba, “How facts controller benefit AC transmission systems,” *Transmission and Distribution Conference and Exposition, IEEE PES*. New York, vol. 3, no. 7-12, pp. 991-998, 2003.
- [49] C. Silva; R. Braegger; and S. Silva, *FACTS e a Estabilidade, Dinâmica e Estabilidade de Sistemas Eléctricos*. Dissertação de Mestrado FEUP, 2005.
- [50] J. S. Naturesa, *A Influência de compensadores Estáticos de Reativos na Estabilidade de Tensão de Sistemas de Energia Elétrica*. Dissertação de Mestrado FEEC/UNICAMP, 2001.
- [51] E. Acha; C. F. Esquivel; H. A. Pérez; and C. A. Camacho, *FACTS: Modelling and Simulation in Power Networks*. Jon Wiley & Sons, 2004.
- [52] P. A. L. Silva, *Utilização de Redes Neurais Artificiais no Ajuste de Controladores Suplementares e Dispositivo FACTS STATCOM para a Melhoria da Estabilidade a Pequenas Perturbações do Sistema Elétrico de Potência*. Tese de Doutorado DEE-FEIS/UNESP, 2009.
- [53] L. Gyugyi, “The Unified power flow controller - a new approach to power transmission control,” *IEEE on Power Delivery*. New York, vol. 10, no. 2, pp. 1085-1097, 1995.

- [54] L. Gyugyi, "Unified power-flow control concept for flexible AC transmission systems," *IEEE Proceedings Generation, Transmission and Distribution*. London, vol. 139, no. 4, pp. 323-331, 1992.
- [55] D. J. Paschoareli, *Introdução aos sistemas flexíveis e controladores FACTS*. DEE-FEIS/UNESP, Ilha Solteira, 2007.
- [56] L. Gyugyi; K. K. Se; and C. D. Schauder, "The Interline Power Flow Controller Concept: A New Approach to Power Flow Management in Transmission System," *IEEE Trans. Power Delivery*. vol.14, no.3, pp. 1115-1123, 1999.
- [57] A. Kazemi and E. Karimi, "The Effect of Interline Power Flow Controller (IPFC) on Damping Interarea Oscillations in the Interconnected Power Systems," *Proc. of the 41st International Universities Power Engineering Conference*. pp. 769-773, 2003.
- [58] J. Zhang; A. Yokoyama; and T. Ide, "Application of Interline Power Flow Controller (IPFC) to Power Oscillation Damping," *IEEEJ Trans. PE*. vol. 128, no. 10, pp. 1252-1258, 2008.
- [59] A. M. Parimi; I. Elamvazuthi; and N. Saad, "Interline Power Flow Controller (IPFC) based damping controllers for damping low frequency oscillations in a power system," *IEEE Inter. Conf. Sustainable Energy Technologies, ICSET 2008*, pp. 334-339, 2008.
- [60] N.G. Hingorani and L. Gyugyi, *Understanding FACTS: Concepts and Technology of Flexible AC Transmission Systems*. IEEE Press - Jon Wiley & Sons, 1999.
- [61] S. Teerathana and A. Yokoyama, "An optimal power flow control method of power system using interline power flow controller (IPFC)," *Proceedings of IEEE Region 10 Conference, TENCON 2004*.
- [62] J.Zhang, and A. Yokoyama, "Optimal Power Flow Control for Congestion Management by Interline Power Flow Controller (IPFC)," *2006 Int. Conf. on Power System Technology, Chongqing*. China, 2006.

- [63] Z. Huang; Y. Ni; C.M. Shen; F.F. Wu; S. Chen; and B. Zhang, "Application of unified power flow controller in interconnected power systems - Modeling, interface, control strategy, and case study," *IEEE Trans. Power Syst.* vol. 15, no. 2, pp. 817-824, 2000.
- [64] J. Zhang and A. Yokoyama, "Power System Transient Stability Improvement by the Interline Power Flow Controller (IPFC)," *IEEE Trans. Power & Energy*. vol. 128, no. 1, pp. 208-215, 2008.
- [65] X.-P. Zhang, "Modelling of the interline power flow controller and the generalised unified power flow controller in Newton power flow," *Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings*, vol. 150, no. 3, pp. 268-274, 2003.
- [66] J.Zhang and A. Yokoyama, "Application of Interline Power Flow Controller to ATC Enhancement by Optimal Power Flow Control," *Proc. of Power Tech 2007*. pp. 1-6, 2007.
- [67] A. J. Monticelli, *Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica*. Editora Edgard Blücher, 1983.
- [68] X. -P. Zhang; C. Rehtanz; and B. Pal, *Flexible AC Transmission Systems: Modelling and Control*. Springer, 2006.
- [69] M. A. Pai and P. W. Sauer, *Power System Dynamics and Stability*. New Jarsey: Prentice Hall, 1998. 357p.
- [70] Y. N. Yu, *Electric Power System Dynamics*. New York: Academic Press, 1983. 255p.
- [71] I. Kopcak, *Uma Plataforma Unificada para Análise de Estabilidade de Sistemas Elétricos de Potência*. Tese de Doutorado FEEC/UNICAMP, 2007.
- [72] I. Kopcak; J. S. Natureza; L. C. P. Da Silva; and V. F. Da Costa, "A generalized load flow method to assess steady-state equilibrium of power system in", *Proceedings of IEEE PES Power Africa 2007 Conference and Exposition*. vol. 1, Johannesburg, South Africa, pp. 7, 2007.

- [73] H. A. Anzai, *Um Modelo de Fluxo de Carga para Sistemas de Distribuição Contendo Diferentes Tecnologias de Geração Distribuída*. Dissertação de Mestrado FEEC/UNICAMP, 2008.
- [74] Z. Feng; V. Ajjarapu; and B. Long, “Identification of Voltage Collapse Through direct equilibrium tracing”, *IEEE Transaction on Power System*. pp. 342-349, November, 2000.
- [75] L. Zhu; S. Zhou; and Y. Zhang, “Extended load-flow arithmetic for voltage stability analysis, in”, *Proceedings International, Conference on power System Techonology (PowerCon 2000)*. vol. 1, Perth, Australia, pp. 427-431, 2000.
- [76] L. Kiss and J. A. Zerényi, “new conception for constructing and tuning power system stabilizers (PSS)”. *IEEE Bologna Power Tech Conference, Bologna, Italy*. vol.1 pp. 1-5, 2003.
- [77] L. Rouco and F. L. Pagola, “ On the sign of feedback applied by power system damping controllers. in,” *IEEE Power Tech Conference, 2001, Porto. Proceedings... [S.l]: IEE, pp. 1-7, 2001*.
- [78] R. L. Creasp and W.A. Mittelstadt, “Small signal modulation of the pacific intertie”, *IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems*. vol. PAS-95, no. 2, March/April 1976.
- [79] L. Martins and F. L. Pagola, “An eigenvalue sensitivity approach to location and controller design of controllable series capacitor for damping power system oscillations,” *IEEE Transaction on Power System*. vol.12, no.4, pp. 1660-1666, November, 1997.
- [80] R. C. Dorf and R. H. Bishop, *Modern Control System*. Reading, MA: Addison-Wesley, 2001.
- [81] N. Martins; H. J. C. P. Pinto; and J. J. Paserba, “Using a TCSC for line power scheduling and system oscillation damping-small-signal and transient stability studies”, *IEEE PES Winter meeting*. vol. 2, pp. 1455-1461, 2000.

-
- [82] H. M. Ayres; I. Kopcak; M. S. Castro; F. Milano; and V. F. Da Costa, “A Didactic Procedure for Designing Power Oscillation Dampers of FACTS Devices”, *Simulation Modelling Practice and Theory*, in press.

Apêndice A

Coeficientes de Sensibilidade

Esse apêndice fornece as expressões dos coeficientes de sensibilidade de potência para o sistema multimáquinas descrito no Capítulo 4 (Figura 4.17).

A.1 Sistema Multimáquinas

Gerador

Coeficientes de sensibilidade de potência ativa

$$A1_g = \frac{\partial P_g}{\partial(\delta_k - \theta_k)} = \frac{V_k E'_q}{X'_d} \cos(\delta_k - \theta_k) + V_k^2 \left(\frac{1}{X_q} - \frac{1}{X'_d} \right) \cos 2(\delta_k - \theta_k) \quad (\text{A.1})$$

$$A2_g = \frac{\partial P_g}{\partial E'_q} = \frac{V_k}{X'_d} \sin(\delta_k - \theta_k) \quad (\text{A.2})$$

$$A3_g = \frac{\partial P_g}{\partial V_k} = \frac{E'_q}{X'_d} \sin(\delta_k - \theta_k) + V_k \left(\frac{1}{X_q} - \frac{1}{X'_d} \right) \sin 2(\delta_k - \theta_k) \quad (\text{A.3})$$

Coeficientes de sensibilidade de potência reativa

$$R1_g = \frac{\partial Q_g}{\partial(\delta_k - \theta_k)} = \frac{V_k E'_q}{X'_d} \sin(\delta_k - \theta_k) - V_k^2 \left(\frac{1}{X_q} - \frac{1}{X'_d} \right) \sin 2(\delta_k - \theta_k) \quad (\text{A.4})$$

$$R2_g = \frac{\partial Q_g}{\partial E'_q} = \frac{V_k}{X'_d} \cos(\delta_k - \theta_k) \quad (\text{A.5})$$

$$R3_g = \frac{\partial Q_g}{\partial V_k} = \frac{E'_q}{X'_d} \cos(\delta_k - \theta_k) - 2 \frac{V_k}{X'_d} - V_k [1 - \cos 2(\delta_k - \theta_k)] \left(\frac{1}{X_q} - \frac{1}{X'_d} \right) \quad (\text{A.6})$$

Rede

Coefficientes de sensibilidade de potência ativa

$$A1_{km} = \frac{\partial P_{km}}{\partial(\theta_k - \theta_m)} = V_k V_m g_{km} \text{sen}(\theta_k - \theta_m) - V_k V_m b_{km} \cos(\theta_k - \theta_m) \quad (\text{A.7})$$

$$A2_{km} = \frac{\partial P_{km}}{\partial V_k} = 2V_k g_{km} - V_m g_{km} \cos(\theta_k - \theta_m) - V_m b_{km} \text{sen}(\theta_k - \theta_m) \quad (\text{A.8})$$

$$A3_{km} = \frac{\partial P_{km}}{\partial V_m} = -V_k g_{km} \cos(\theta_k - \theta_m) - V_k b_{km} \text{sen}(\theta_k - \theta_m) \quad (\text{A.9})$$

Coefficientes de sensibilidade de potência reativa

$$R1_{km} = \frac{\partial Q_{km}}{\partial(\theta_k - \theta_m)} = -V_k V_m b_{km} \text{sen}(\theta_k - \theta_m) - V_k V_m g_{km} \cos(\theta_k - \theta_m) \quad (\text{A.10})$$

$$R2_{km} = \frac{\partial Q_{km}}{\partial V_k} = -2V_k b_{km} + V_m b_{km} \cos(\theta_k - \theta_m) - V_m g_{km} \text{sen}(\theta_k - \theta_m) \quad (\text{A.11})$$

$$R3_{km} = \frac{\partial Q_{km}}{\partial V_m} = V_k b_{km} \cos(\theta_k - \theta_m) - V_k g_{km} \text{sen}(\theta_k - \theta_m) \quad (\text{A.12})$$

Apêndice B

Parâmetros dos Modelos

Este apêndice fornece os parâmetros dos equipamentos utilizados nas simulações desta dissertação, os quais são compreendidos pela máquina síncrona de 4^o ordem, regulador automático de tensão, controlador IPFC e o controlador POD.

B.1 Parâmetros da Máquina Síncrona

Variável	Descrição	Unidade
R_a	Resistência de armadura	p.u.
X_a	Reatância de dispersão	p.u.
X_d	Reatância síncrona no eixo d	p.u.
X'_d	Reatância transitória no eixo d	p.u.
T'_{d0}	Constante de tempo transitória de circuito aberto do eixo d	s
X_q	Reatância síncrona no eixo q	p.u.
X'_q	Reatância transitória no eixo q	p.u.
T'_{q0}	Constante de tempo transitória de circuito aberto do eixo q	s
$M = 2H$	Coefficiente de inércia ($2X$ Constante de Inércia H)	kWs/KVA
D	Coefficiente de amortecimento do gerador síncrono	p.u.

B.2 Parâmetros do Regulador Automático de Tensão

Variável	Descrição	Unidade
K_e	Ganho do Regulador de Tensão	p.u./p.u.
T_e	Constante de tempo do RT	s

B.3 Parâmetros do Controlador IPFC

Variável	Descrição	Unid.
K_1	Ganho do PI (componente em quadr. do 1º conversor)	p.u.
K_2	Ganho do PI (componente em fase do 1º conversor)	p.u.
K_1	Ganho do PI (componente em fase do 2º conversor)	p.u.
T_m	Constante de Tempo do IPFC	s
T_1	Constante de Tempo do PI (componente em quadr. do 1º conversor)	s
T_2	Constante de Tempo do PI (componente em fase do 1º conversor)	s
T_3	Constante de Tempo do PI (componente em fase do 2º conversor)	s

B.4 Parâmetros do Controlador POD

Variável	Descrição	Unidade
K_{pod}	Ganho do controlador POD	p.u./p.u.
T_ω	Constante de tempo do filtro passa-alta	s
T_{p1}	Constante de tempo do primeiro estabilizador	s
T_{p2}	Constante de tempo do segundo estabilizador	s
T_{p3}	Constante de tempo do terceiro estabilizador	s
T_{p4}	Constante de tempo do quarto estabilizador	s

Apêndice C

Dados dos Sistemas Multimáquinas

Esse Apêndice fornece os dados dos dois sistemas múltimáquinas utilizados nos Capítulos 3 e 4 (Figura 3.7 e Figura 4.17, respectivamente).

C.1 Sistema 3-Geradores, 9-Barras e 9-Ramos

Esse sistema teste é composto de 3 geradores, 9 barras, 9 ramos e 3 cargas, sendo um equivalente reduzido do sistema real Western System Coordinating Council, no qual foi proposto por Anderson & Fouad. Os dados das Tabelas C.1, C.2 e C.3, podem ser encontrados em [19].

Tabela C.1: Dados das Máquinas Geradoras

Dados	H	D	X_d	X'_d	X_q	X'_q	T'_{d0}	T'_{q0}	R_a	X_a
$G1$	23,64	0	0,1460	0,0608	0,0969	0,0969	8,96	0,310	0	0
$G2$	6,40	0	0,8958	0,1198	0,8645	0,1969	6,00	0,5350	0	0
$G3$	3,01	0	1,3125	0,1813	1,2578	0,2500	5,89	0,600	0	0

Tabela C.2: Dados das Linhas de Transmissão

Barra Inicial	Barra Final	R (pu)	X (pu)	B (pu)
1	4	0	0,0576	0
2	7	0	0,0625	0
3	9	0	0,0586	0
4	5	0,0100	0,0850	0,1760
4	6	0,0170	0,0920	0,1580
7	5	0,0320	0,1610	0,306
9	6	0,0390	0,1700	0,358
7	8	0,0085	0,0720	0,149
9	8	0,0119	0,1008	0,209

Tabela C.3: Dados do Ponto de Operação Inicial - Caso Base.

Barras	Tipo	V (pu)	Ang. (graus)	$P_G(MW)$	$Q_G(MW)$	$P_L(MW)$	$Q_L(MVAr)$
1	3	1,0400	0,000	80,0	—	—	—
2	2	1,0250	9,280	163,0	—	—	—
3	2	1,0250	4,665	85,0	—	—	—
4	0	1,0258	-2,217	—	—	—	—
5	0	0,9956	-3,989	—	—	125,0	50,0
6	0	1,0127	-3,687	—	—	90,0	30,0
7	0	1,0258	3,720	—	—	—	—
8	0	1,0159	0,728	—	—	100,0	35,0
9	0	1,0324	1,967	—	—	—	—

C.2 Sistema de Duas Áreas Simétrico

O sistema de duas áreas simétrico mostrado na Figura 4.17 consiste de 4-Geradores, 11-Barras, 12-Ramos e 2-Cargas e os dados das Tabelas C.4, C.5 e C.6, podem ser encontrados em [1]; Porém há uma diferença para as variáveis referentes as dinâmicas das máquinas, na referência citada a base é de 900 MVA e neste trabalho utilizamos a base de 100 MVA.

Tabela C.4: Dados das Máquinas Geradoras

Dados	H	D	X_d	X'_d	X_q	X'_q	T'_{d0}	T'_{q0}	R_a	X_a
$G1$	58,5	0	0,2	0,0333	0,1888	0,0611	8,0	0,4	0,000277	0
$G2$	58,5	0	0,2	0,0333	0,1888	0,0611	8,0	0,4	0,000277	0
$G3$	55,575	0	0,2	0,0333	0,1888	0,0611	8,0	0,4	0,000277	0
$G3$	55,575	0	0,2	0,0333	0,1888	0,0611	8,0	0,4	0,000277	0

Tabela C.5: Dados das Linhas de Transmissão

Barra Inicial	Barra Final	R (pu)	X (pu)	B (pu)
1	5	0	0,016670	0
2	6	0	0,016670	0
3	11	0	0,016670	0
4	10	0	0,016670	0
5	6	0,0025	0,025000	0,04375
10	11	0,0025	0,025000	0,04375
6	7	0,0010	0,010000	0,01750
9	10	0,0010	0,010000	0,01750
7	8	0,0110	0,110000	0,19250
7	8	0,0110	0,110000	0,19250
8	9	0,0110	0,110000	0,19250
8	9	0,0110	0,110000	0,19250

Os dados dos reguladores automático de tensão são iguais para os dois sistemas e são dados pela Tabela C.7.

Os parâmetros referentes ao controladores PI do dispositivo IPFC são dados pela Tabela C.8.

Os parâmetros referentes ao controlador POD são dados pela Tabela C.9.

Tabela C.6: Dados do Ponto de Operação Inicial - Caso Base.

Barras	Tipo	V (pu)	Ang. (graus)	$P_G(MW)$	$Q_G(MW)$	$P_L(MW)$	$Q_L(MVAr)$
1	2	1,0300	27,071	700,0	185,0	—	—
2	2	1,0100	17,306	700,0	235,0	—	—
3	3	1,0300	0,000	719,0	176,0	—	—
4	2	1,0100	-10,192	700,0	202,0	—	—
5	0	1,0065	20,607	—	—	—	—
6	0	0,9781	10,523	—	—	—	—
7	0	0,9610	2,113	—	—	967,0	-100,0
8	0	0,9486	-11,757	—	—	—	—
9	0	0,9714	-25,354	—	—	1767,0	-250,0
10	0	0,9835	-16,939	—	—	—	—
11	0	1,0083	-6,628	—	—	—	—

Tabela C.7: Dados do Regulador Automático de Tensão.

Dados	G1	G2	G3
K_e	200	200	200
T_e	0,01	0,01	0,01

Tabela C.8: Dados dos Controladores PI do IPFC.

T_m	K_1	T_1	K_2	T_2	K_3	T_3
0,1	0,01	0,4	0,01	0,4	0,4	0,01

Tabela C.9: Dados do Controlador POD.

K_{pod}	T_w	T_{p1}	T_{p2}	T_{p3}	T_{p4}
0,1	0,01	0,4	0,01	0,4	0