



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

Utilização do Elo de Corrente Contínua para o Amortecimento de Oscilações Eletromecânicas em Sistemas Elétricos de Potência

Autor: Diogo Totti Custódio

Orientador: Prof. Dr. Vivaldo Fernando da Costa

Co-orientador: 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. Percival Bueno de Araújo. DEE/FEIS/UNESP

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

Campinas, SP
Março/2009

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

C969u Custódio, Diogo Totti
Utilização do elo de corrente contínua para o amortecimento de oscilações eletromecânicas em sistemas elétricos de potência / Diogo Totti Custódio. --Campinas, SP: [s.n.], 2009.

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. 2. Oscilações. 3. Estabilidade. 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: Use of the direct current link for the electromechanical oscillations damping in electric power systems

Palavras-chave em Inglês: Electric energy systems, Oscillations, Stability

Área de concentração: Energia Elétrica

Titulação: Mestre em Engenharia Elétrica

Banca examinadora: Percival Bueno de Araújo, Luiz Carlos Pereira da Silva

Data da defesa: 20/03/2009

Programa de Pós Graduação: Engenharia Elétrica

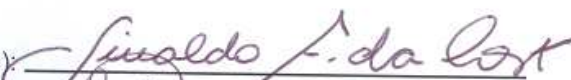
COMISSÃO JULGADORA - TESE DE MESTRADO

Candidato: Diogo Totti Custódio

Data da Defesa: 20 de março de 2009

Título da Tese: "Utilização do Elo de Corrente Contínua para o Amortecimento de Oscilações Eletromecânicas em Sistemas Elétricos de Potência"

Prof. Dr. Vivaldo Fernando da Costa (Presidente):



Prof. Dr. Percival Bueno de Araújo:



Prof. Dr. Luiz Carlos Pereira da Silva:



Resumo

Esta dissertação aborda um estudo sobre a contribuição do HVDC (*High Voltage Direct Current*) para o amortecimento de oscilações eletromecânicas de baixa frequência quando o sistema de energia elétrica sofre uma pequena perturbação. O modelo matemático do elo HVDC foi incluído no Fluxo de Potência, bem como as características de regime permanente dos dispositivos dinâmicos (modelagem dos controles de corrente ou potência) como em um Fluxo de Potência Expandido. Foi utilizado o MSP (*Modelo de Sensibilidade de Potência*) para inclusão do modelo dinâmico dos geradores, reguladores automáticos de tensão, controles de corrente do elo HVDC para possibilitar a análise modal. Para prover um amortecimento adequado das oscilações eletromecânicas, foi necessário projetar um POD (*Power Oscillation Damping Controller*) para inserir um sinal suplementar junto ao sinal de referência do controlador de corrente ou potência no retificador, conseqüentemente modulando estas grandezas do elo HVDC. O projeto do controlador e a análise de estabilidade foram baseados em técnicas de resposta em frequência e análise modal. Os resultados obtidos mostram a viabilidade do elo HVDC na contribuição da estabilidade de ângulo dos geradores.

Palavras-chave: Estabilidade de Ângulo, HVDC, POD, MSP, Oscilações Eletromecânicas, Fluxo de Potência Expandido.

Abstract

This dissertation presents a study about the HVDC (*High Voltage Direct Current*) link contribution for damping low frequency electromechanical oscillations when Electric Energy System suffers small-signal disturbances. The HVDC link components models were included in the Power Flow method as well as the steady-state characteristics of the dynamic devices (current or power controls modeling). It was utilized the MSP (*Power Sensitivity Model*) to include the generators dynamic model, automatic voltage regulators, HVDC link current controls to perform the modal analysis. For damping the electromechanical oscillations, it was designed a POD (*Power Oscillation Damping Controller*) to include a supplementary signal added to reference signal of the rectifier current or power controller, in order to modulate these HVDC link quantities. The design of controller and stability analysis are based on frequency response techniques and modal analysis. The results obtained shown the HVDC link viability for damping electromechanical oscillations.

Keywords: Angle Stability, HVDC, POD, MSP, and Electromechanical Oscillations, Expanded Power Flow.

A minha mãe e família

AGRADECIMENTOS

A todos os amigos que pude conhecer durante meu mestrado dedico meus agradecimentos:

Aos Profs. Vivaldo Fernando da Costa e Igor Kopcak, pelas suas ótimas orientações e também pela suas amizades adquiridas.

Ao Prof. Luiz Carlos pela sua amizade e excelentes sugestões e contribuições.

Ao Prof. Valmir também por suas contribuições e amizade.

Ao Prof. da Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais Marcos Trevisan Vasconcelos pela força e incentivo para que eu fizesse o mestrado.

Aos meus amigos da Pós-Graduação, Fernanda, Rodrigo, Diogo e Danilo por todo apoio, sugestões e amizade.

A todos os colegas do DSEE e DSCE pela amizade e bom relacionamento que tivemos.

A minha família, pela motivação, confiança e força que foram passados, em especial a minha mãe a qual é responsável por tudo.

Esse trabalho foi desenvolvido
com o apoio financeiro do CNPq.

Sumário

Sumário	viii
Lista de Figuras	xi
Lista de Tabelas.....	xiv
Lista de Abreviações.....	xv
Capítulo 1	1
Introdução	1
1.1. Apresentação da Dissertação	4
Capítulo 2	5
Problema de Estabilidade a Pequenas Perturbações	5
2.1. Histórico e Revisão dos Problemas de Estabilidade	5
2.2. Estabilidade de Sistemas Elétricos de Potência	8
2.3. Estabilidade a Pequenas Perturbações	9
2.4. Modelagem do Sistema	11
2.4.1. Linearização das Equações	12
Capítulo 3	16
Aplicação do Elo HVDC no Amortecimento de Oscilações Eletromecânicas...	16
3.1. Introdução.....	16
3.2. Interligação de Sistemas Elétricos de Potência	17
3.3. Breve Histórico do HVDC	18

3.4. Vantagens da Utilização de Sistemas HVDC	19
3.5. Classificação dos elos HVDC.....	21
3.6. Incorporação do HVDC no Fluxo de Potência	23
3.6.1. Considerações Iniciais	24
3.6.2. Modelo do Conversor	26
3.6.2.1. Variáveis do Conversor	26
3.6.2.2. Sistema CC em pu	28
3.6.2.3. Equações dos Conversores.....	29
3.6.2.4. Incorporação das Equações de Controle	30
3.6.2.5. Controle da Tensão Terminal CA do Conversor	33
3.7. Inclusão das Características de Regime Permanente dos Dispositivos Dinâmicos do Elo HVDC.....	33
3.8. Modelo de Sensibilidade de Potência na Forma de Espaço de Estados	34
3.8.1. Introdução.....	34
3.8.2. MSP para Gerador no Barramento Infinito sem o Elo HVDC.....	35
3.8.3. Linearização	36
3.8.4. Representação Matricial do Sistema Gerador no Barramento Infinito	38
3.8.5. MSP para Gerador no Barramento Infinito com a Inclusão do Elo HVDC	38
3.8.6. Linearização	39
3.8.7. Representação Matricial do Sistema Gerador no Barramento Infinito com a Inclusão do Elo HVDC	42
3.8.8. MSP para Sistemas Multimáquinas	44
3.8.9. Representação Matricial do Sistema Multimáquinas.....	46
3.9. Projeto do Controlador POD	47
3.9.1. Procedimento	49
Capítulo 4	52
Simulações e Resultados	52

4.1. Introdução.....	52
4.2. Sistema Máquina Barramento Infinito.....	53
4.2.1. Análise dos Autovalores	53
4.2.2. Inclusão do Controlador POD.....	55
4.3. Sistema Multimáquinas	59
Capítulo 5	67
Conclusão e Sugestões para Trabalhos Futuros	67
Referências Bibliográficas.....	69
Apêndice A.....	74
Apêndice B.....	76
Apêndice C.....	79
Apêndice D.....	81

Lista de Figuras

Figura 2.1 Máquina conectada ao barramento infinito com tensão de campo constante: a) Sistema estável; b) Sistema instável por falta de torque sincronizante.	10
Figura 2.2 Máquina conectada ao barramento infinito com controle de excitação rápido: a) Sistema estável; b) Sistema instável por falta de torque de amortecimento.....	11
Figura 3.1 HVDC Monopolar	21
Figura 3.2 HVDC Bipolar	22
Figura 3.3 HVDC Homopolar.....	23
Figura 3.4 Sentidos dos Fluxos de Potência adotados.....	25
Figura 3.5 Controle de Corrente no retificador e inversor	32
Figura 3.6 Máquina conectada ao Barramento Infinito	35
Figura 3.7 Gerador no Barramento Infinito com o elo HVDC.....	39
Figura 3.8 Sistema Multibarras.....	45
Figura 3.9 Controlador POD	48
Figura 3.10 Sistema de Controle Realimentado.....	49
Figura 3.11 Diagrama de Blocos do Sistema Realimentado com o Controlador POD.....	51
Figura 4.1 Gerador conectado ao barramento infinito com HVDC.....	53

Figura 4.2 Localização dos autovalores associados ao modo de oscilação eletromecânico.	54
Figura 4.3 POD acoplado ao controlador de corrente constante.....	55
Figura 4.4 Oscilações do ângulo do rotor após perturbação de 10% na potência mecânica.	56
Figura 4.5 Variação da corrente CC para um degrau de 10% no torque mecânico	57
Figura 4.6 Resposta da potência ativa CC ao degrau de 10% no torque mecânico.	58
Figura 4.7 Resposta da tensão retificada ao degrau de 10% no torque mecânico.	58
Figura 4.8 Reposta do ângulo de disparo do retificador ao degrau de 10% no torque mecânico.....	59
Figura 4.9 Sistema teste 2 áreas com HVDC.....	60
Figura 4.10 Fatores de Participação do modo local 1.....	61
Figura 4.11 Fatores de Participação do modo local 2.....	62
Figura 4.12 Fatores de Participação do modo interárea.....	62
Figura 4.13 Localização dos pólos no plano complexo.....	64
Figura 4.14 Desvio do ângulo do rotor após um degrau de 10% no torque mecânico de G1.....	64
Figura 4.15 Variação na potência ativa na linha de intercâmbio após um degrau de 10% no torque mecânico de G1.	65
Figura 4.16 Potência ativa modulada no retificador na presença do POD após um	

degrau de 10% no torque mecânico de G1. 65

**Figura 4.17 Resposta da corrente contínua no controlador de corrente constante
do retificador após um degrau de 10% no torque mecânico de G1..... 66**

Lista de Tabelas

Tabela I Modos de Oscilação Eletromecânicos do Sistema	54
Tabela II Parâmetros ajustados para o POD	56
Tabela III Modos de oscilação eletromecânicos do sistema sem controlador POD	60
Tabela IV Modos de oscilação eletromecânicos do sistema com controlador POD	63

Lista de Abreviações

- CA** – *Corrente Alternada*
- CC** – *Corrente Contínua*
- FACTS** – *Flexible AC Transmission System*
- HVAC** – *High Voltage Alternating Current*
- HVDC** – *High Voltage Direct Current*
- MSP** – *Modelo de Sensibilidade de Potência*
- OLTF** – *Open Loop Transfer Function*
- POD** – *Power Oscillation Damping Controller*
- PSS** – *Power System Stabilizer*
- SSSC** – *Static Synchronous Series Compensator*
- STATCOM** – *Static Synchronous Compensator*
- SVC** – *Static Var Compensator*
- TCSC** – *Thyristor Controlled Series Capacitor*
- UPFC** – *Unified Power Flow Controller*
- VDCOL** – *Voltage Dependent Current Order Limiter*

Capítulo 1

Introdução

A partir do início do século XX, com a constituição dos primeiros sistemas elétricos industriais, o problema da estabilidade torna-se de grande relevância. A estabilidade de sistemas elétricos de potência refere-se à capacidade que estes sistemas possuem quando submetidos a distúrbios, de manterem os geradores síncronos operando em sincronismo. Há dois aspectos que sempre foram analisados nos estudos de estabilidade: O primeiro, denominado Estabilidade Transitória, se refere às variações bruscas nas condições de operação do sistema (tensão, corrente, etc), provocadas por curtos-circuitos na rede de transmissão ou variações bruscas de carga. O segundo, denominado Estabilidade de Regime Permanente, está relacionado às variações lentas ou graduais nas condições de operação do sistema causadas por pequenas perturbações.

Até a década de 50, nos estudos de estabilidade (Transitória e de Regime Permanente) avaliava-se somente a possibilidade de ocorrência de instabilidade monotônicas que eram caracterizadas por um crescimento exponencial dos ângulos de carga dos geradores. Embora os geradores fossem equipados com o sistema automático de excitação, estes não eram considerados nos estudos. Desta forma, não era possível observar as oscilações, pois era considerado o modelo clássico, ou seja, os geradores eram representados por uma fonte de tensão de magnitude constante conectada à rede de transmissão através de impedâncias constantes. Nestes estudos, a avaliação da estabilidade transitória restringia-se à primeira oscilação dos rotores (first swing) no transitório subsequente à ocorrência de uma grande perturbação. A estabilidade de regime permanente era avaliada pelo valor do coeficiente sincronizante do gerador. Em ambas as situações se a instabilidade fosse constatada ela seria do tipo aperiódica [1] .

Estes estudos não propiciavam nenhuma informação sobre o amortecimento das oscilações, mas eram satisfatórios à análise de estabilidade de sistemas elétricos de potência, pois o amortecimento das oscilações não era um fator crítico.

A partir do final da década de 50, a expansão e a interligação de grandes sistemas elétricos levaram ao aparecimento de oscilações eletromecânicas de baixa frequência fracamente ou não amortecidas e a utilização do modelo clássico dos geradores nos estudos de estabilidade se tornou em grande parte inadequada. Para grandes perturbações constatou-se que os sistemas mesmo não perdendo a estabilidade na primeira oscilação durante um intervalo de tempo (2 ou 3 segundos), tornavam-se instáveis. A perda de estabilidade na forma de oscilações de amplitudes crescentes era constatada depois de alguns segundos ou até minutos. A inserção dos reguladores automáticos de tensão contribuiu fortemente para o surgimento dessas oscilações, visto que quando operavam sob controle manual essas oscilações se extinguíam. Porém, o uso desses reguladores com altos ganhos estáticos trouxe benefícios como o aumento do coeficiente sincronizante dos geradores, que aumentavam o limite de estabilidade de regime permanente, porém causavam um impacto negativo no amortecimento das oscilações do sistema na presença de grandes perturbações.

As análises realizadas por de Mello e Concórdia [2] no final da década de 60, esclareceram como os reguladores automáticos de tensão afetam prejudicialmente a estabilidade dos sistemas elétricos de potência. Foi utilizado nos estudos o modelo linearizado de Heffron-Phillips [3] para representar um gerador conectado a um barramento infinito. Com base nos conceitos de torque sincronizante, que é proporcional e varia em fase no tempo com a variação angular, e torque de amortecimento, que é proporcional e varia em fase no tempo com a variação da velocidade, esses dois pesquisadores estabeleceram as bases para a compreensão do fenômeno e propuseram uma solução efetiva para o problema. Para inserção de torque de amortecimento adicional para as oscilações do rotor, foi proposto que se introduzissem sinais estabilizantes suplementares nos sistemas de controle de excitação dos geradores. Esses sinais são fornecidos por dispositivos chamados Estabilizadores de Sistemas de Potência (PSS - *Power System Stabilizers*).

Os PSSs ainda hoje são considerados uma solução simples e relativamente barata e são utilizados pelas empresas de energia elétrica para prover adequado amortecimento das oscilações eletromecânicas. Entretanto, existem casos em que o PSS não apresenta desempenho satisfatório. Para contornar esse problema uma solução seria a utilização de controladores FACTS (*Flexible AC Transmission System*) e/ou elos HVDC equipados com POD.

Com o avanço na área de eletrônica de alta potência, os FACTS e os elos HVDC podem proporcionar um rápido controle dos fluxos de potência na rede de transmissão, mantendo-os em rotas estabelecidas, aumentar a capacidade de transmissão e melhorar a estabilidade do sistema [4] , [5] .

Neste trabalho será abordado o problema de oscilações eletromecânicas de baixa frequência fracamente amortecidas. É utilizado o Modelo de Sensibilidade de Potência (MSP) na forma de espaço de estados desenvolvido por Deckmann e Da Costa [6] . Um fator importante deste modelo para as análises dinâmicas de baixa frequência, é que ele suporta a expansão para sistemas multimáquinas.

Um equipamento denominado HVDC (*High Voltage Direct Current*) é abordado nesta dissertação de mestrado, bem como sua contribuição para o amortecimento de oscilações eletromecânicas sob condições de pequenas perturbações. As análises são realizadas utilizando um programa computacional que foi implantado no ambiente MATLAB[®] , sendo incluídos os modelos do elo HVDC e POD. Os projetos dos controladores POD são baseados em análise modal, gráficos do lugar das raízes e técnicas de resposta em frequência da teoria de controle clássico. A função destes controladores é proporcionar adequado amortecimento das oscilações. Nos projetos, tanto sinais remotos quanto sinais locais podem ser considerados. Um sistema hipotético de uma máquina conectada ao barramento infinito e um sistema multimáquinas bastante utilizado na literatura foram considerados neste trabalho para o estudo da estabilidade angular. Nesta dissertação é verificado que o elo HVDC acoplado ao controlador POD quando incluídos no sistema CA contribuem fortemente para o amortecimento de oscilações eletromecânicas.

1.1. Apresentação da Dissertação

No Capítulo 2 são apresentados o problema de oscilações eletromecânicas fracamente amortecidas e os fenômenos que levam ao seu aparecimento.

No Capítulo 3 são descritas a modelagem estática do elo HVDC no fluxo de potência, bem como todas as equações que representam os conversores e controles especificados, a modelagem dinâmica do controle de corrente (*Voltage Dependent of Current Order Limiter - VDCOL*) e o projeto e incorporação do (*Power Oscillation Damping Controller - POD*) com o objetivo de amortecer as oscilações de potência nas linhas CA.

No Capítulo 4 são apresentados as simulações e resultados com base nos estudos do problema de oscilações eletromecânicas sob o ponto de vista de pequenas perturbações.

No Capítulo 5 são apresentadas as conclusões e sugestões para trabalhos futuros.

Capítulo 2

Problema de Estabilidade a Pequenas Perturbações

2.1. Histórico e Revisão dos Problemas de Estabilidade

A estabilidade de um sistema elétrico de potência, ou seja, a capacidade que o sistema possui quando submetido a distúrbios de manter seus geradores operando em sincronismo, é um assunto complexo, tendo desafiado os engenheiros de sistema de potência por muitos anos, sendo reconhecida como um importante problema desde 1920 [7].

Inicialmente os problemas de estabilidade foram associados com estações geradoras hidrelétricas remotas alimentando centros de cargas sobre transmissão a longas distâncias. Em alguns casos, a instabilidade ocorria durante operação em regime permanente, mas ocorria mais frequentemente após um curto-circuito ou distúrbios menores [8].

O problema de estabilidade sempre foi fortemente influenciado pelo comprimento dos sistemas de transmissão, cujo crescimento levou a problemas de instabilidade, como resultado de insuficiente torque sincronizante (baixa rigidez elétrica entre geradores e a rede e traduzidas por um crescimento contínuo dos ângulos de carga dos geradores). Os modelos e métodos de análise tinham que ser simples (não inclusão do sistema de excitação e reguladores de velocidade): os geradores eram representados pelo modelo clássico [9]. Além disso, a estabilidade transitória e de regime permanente eram tratadas separadamente. Trabalhos publicados na década de 20 e no início dos anos 30 levaram ao entendimento básico do fenômeno da instabilidade em sistemas elétricos de potência. Como as ferramentas computacionais durante esses períodos eram suficientes apenas para solucionar as equações algébricas e não as equações diferenciais foi-se uma necessidade prática considerar geradores vistos como simples fontes de tensão atrás de reatâncias fixas e cargas consideradas como impedâncias constantes [9].

Um passo significativo na melhoria dos cálculos de estabilidade foi o desenvolvimento em 1930 do analisador de rede. Este analisador de rede era essencialmente um modelo de escala do sistema de potência CA com resistores, indutores e capacitores ajustáveis para representar a rede de transmissão, cargas e fontes de tensão nas quais magnitude e ângulo poderiam ser ajustados para representar os geradores, e medidores de tensão, corrente e potência em qualquer ponto da rede. Este desenvolvimento permitiu a análise de fluxo de potência em sistemas multimáquinas, entretanto, as equações dinâmicas dos geradores tinham que ser resolvidas separadamente, passo-a-passo, por um método de integração numérica.

Melhorias para a estabilidade do sistema elétrico de potência foram possíveis devido a menores tempos de eliminação das faltas e ação continua dos reguladores de tensão sem zona morta. Os benefícios de um sistema de excitação com alto grau de resposta para a estabilidade de regime permanente e transitória foram reconhecidos no início dos anos 20 [10] . Por outro lado, o uso destas excitatrizes com altos ganhos e baixos tempos de resposta, frequentemente causavam o cancelamento do torque de amortecimento líquido. Neste quadro a instabilidade oscilatória tornou-se um grande problema enquanto a ocorrência de instabilidade monotônica foi bastante diminuída. Com a tendência de uso de excitatrizes poderosas fez-se necessário à utilização de melhores ferramentas de análise, bem como as representações da máquina síncrona e do sistema de excitação tiveram de ser mais detalhados e simulações foram feitas por maiores períodos de tempo [11] .

Como a interconexão entre sistemas independentes no início dos anos 50 mostrou-se economicamente atrativa, e com o objetivo de tornar a geração e transmissão de energia elétrica um processo mais confiável e eficaz, a complexidade dos problemas de estabilidade foi aumentada. Estes grandes sistemas agora não poderiam ser mais tratados considerando-se apenas o modelo clássico para os geradores.

No início dos anos 50, computadores analógicos foram usados para análise de problemas especiais com uma modelagem mais detalhada da máquina síncrona, sistema de excitação e regulador de velocidade. Desta forma, simulações mostraram-se apropriadas para o estudo detalhado dos efeitos das características dos equipamentos

e seus impactos no comportamento de sistemas multimáquinas. Nesta mesma década houve o desenvolvimento de computadores digitais: o primeiro programa de computador digital para análise de sistemas de potência foi desenvolvido em 1956 [12] , [13] . O modelo usado inicialmente nos programas de estabilidade era similar àquele usado nos estudos do analisador de rede. Foi então logo reconhecido que os programas de computador digital permitiriam melhorias sobre os métodos do analisador de rede em diferentes tamanhos de rede que poderiam ser simuladas, e na modelagem das características dinâmicas dos equipamentos [14] .

Devido à interconexão entre grandes sistemas, o problema de estabilidade passou a exibir características oscilatórias que vieram a ser um dos principais obstáculos à operação estável de sistemas interconectados [15] , [16] , [17] , [18] , [19] . Este fenômeno é uma consequência direta das interações dinâmicas entre geradores do sistema quando este é submetido a perturbações.

O adequado amortecimento das oscilações eletromecânicas é de extrema importância para a operação segura dos sistemas elétricos de potência. Problemas graves para os sistemas interligados podem ocorrer se as oscilações não forem devidamente amortecidas, tais como desligamentos parciais ou mesmo totais, visto que um processo de desligamento em cascata pode ocorrer.

Para fornecer amortecimento adicional às oscilações do rotor, engenheiros de sistemas de potência passaram a introduzir sinais suplementares nos sistemas de controle de excitação dos geradores. Estes sinais podem ser derivados da velocidade angular dos rotores, da frequência ou da potência, sendo realizados por circuitos denominados Estabilizadores de Sistemas de Potência (*PSSs*). O PSS pode ser visto como um bloco adicional de controle de excitação da máquina, utilizado para melhorar o desempenho dinâmico do sistema e projetado para introduzir torque de amortecimento aos modos de oscilação.

Nas últimas décadas, com o desenvolvimento da tecnologia da eletrônica de alta potência, os dispositivos FACTS (SVC, TCSC, STATCOM, SSSC, UPFC) e os elos HVDC estão tendo um significativo impacto na melhoria do desempenho dinâmico dos sistemas elétricos de potência. A utilização de sinais estabilizantes nas malhas de controle destes dispositivos vem sendo considerada como uma alternativa à utilização

do tradicional PSS, ou mesmo como uma complementação para casos em que o simples uso do PSS não contempla todos os modos de oscilação.

2.2. Estabilidade de Sistemas Elétricos de Potência

Estabilidade é uma condição de equilíbrio entre forças opostas. O mecanismo pelo qual as máquinas síncronas interconectadas mantêm-se em sincronismo depende de “forças de restauração”, as quais agem sempre que forças que tendem a acelerar ou desacelerar uma ou mais máquinas em relação à velocidade síncrona. Sob condições normais de operação há um equilíbrio entre o torque mecânico de entrada e o torque elétrico de saída de cada máquina e, portanto, a velocidade permanece constante. Se o sistema é perturbado, este equilíbrio é alterado resultando em aceleração ou desaceleração dos rotores das máquinas de acordo com as leis de dinâmica de movimento rotacional. Se um gerador temporariamente acelera em relação a outro, a posição angular de seu rotor relativa àquela da máquina mais lenta irá aumentar. O resultado da diferença angular transfere parte da carga da máquina lenta para a máquina rápida, dependendo da relação potência-ângulo. Isto tende a reduzir a diferença de velocidade e conseqüentemente a separação angular [14] .

Quando uma máquina perde o sincronismo, seu rotor (des) acelera em relação à velocidade requerida para manter as tensões geradas na frequência do sistema. Este “escorregamento” entre o campo do estator (correspondendo à frequência do sistema) e campo do rotor (deslocado) resulta em grandes flutuações na potência de saída, corrente e tensão da máquina, levando o sistema de proteção a atuar e isolar esta máquina do restante da rede [14] .

Perdas de sincronismo podem ocorrer entre uma máquina e o resto do sistema ou entre grupos de máquinas. Neste último, o sincronismo pode ser mantido em cada grupo depois da separação entre eles.

Em sistemas elétricos de potência, a mudança no torque elétrico de uma máquina síncrona após uma perturbação pode ser decomposta em duas componentes ortogonais:

$$\Delta T_e = T_s \Delta \delta + T_d \Delta \omega \quad (2.1)$$

na qual,

- $T_s \Delta \delta$ é a componente de variação de torque em fase no tempo com a variação do ângulo do rotor $\Delta \delta$, referida como componente de torque sincronizante; T_s é o coeficiente de torque sincronizante.
- $T_d \Delta \omega$ é a componente de variação de torque em fase no tempo com o desvio de velocidade $\Delta \omega$ e referida como componente de torque de amortecimento; T_d é o coeficiente de torque de amortecimento.

A estabilidade depende da existência de ambas componentes de torque para cada uma das máquinas síncronas. Falta de torque sincronizante resulta em um crescente aumento do ângulo do rotor (instabilidade monotônica) e falta de torque de amortecimento resulta em oscilações de amplitudes crescentes no tempo (instabilidade oscilatória) [14].

2.3. Estabilidade a Pequenas Perturbações

É a capacidade do sistema se manter em sincronismo quando sofre uma pequena perturbação. Os distúrbios ocorrem continuamente no sistema por causa de pequenas variações nas cargas e geração e devem ser suficientemente pequenos (variação em torno de um ponto de equilíbrio) para que a análise do sistema linearizado seja apropriada.

A natureza da resposta do sistema para pequenas perturbações depende de um conjunto de fatores incluindo o ponto de operação inicial, o comprimento do sistema de transmissão e o tipo de controle de excitação usado. Para um gerador conectado radialmente em um grande sistema de elétrico de potência, com o regulador automático de tensão sob controle manual (i.e. tensão de campo constante) a instabilidade é devida à falta de torque sincronizante, ou seja, instabilidade devida a um modo não oscilatório como mostrado na Figura 2.1 b.

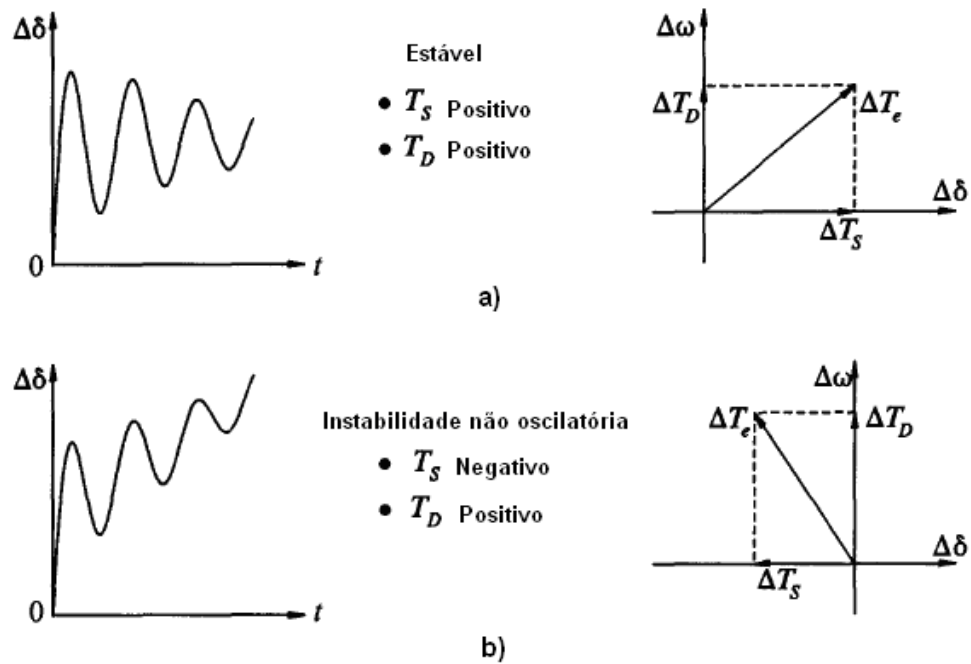


Figura 2.1 Máquina conectada ao barramento infinito com tensão de campo constante:
a) Sistema estável; b) Sistema instável por falta de torque sincronizante.

Caso o gerador seja equipado com sistema de excitação de resposta rápida e alto ganho, problemas de instabilidade oscilatória devido à falta de torque de amortecimento poderão surgir como mostra a Figura 2.2 b. Nos sistemas de potência atuais a estabilidade a pequenas perturbações é largamente um problema devido à insuficiente amortecimento das oscilações.

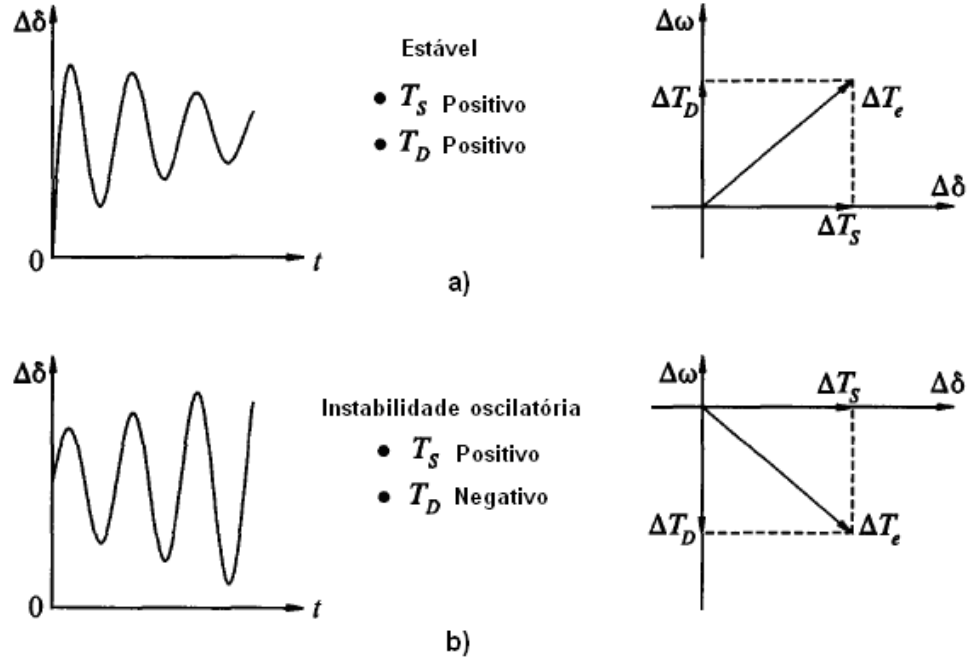


Figura 2.2 Máquina conectada ao barramento infinito com controle de excitação rápido:
a) Sistema estável; b) Sistema instável por falta de torque de amortecimento.

Dois tipos de modos de oscilações que serão abordados nesta dissertação são:

- **Modo Local** é caracterizado pela oscilação de um gerador contra o restante do sistema ou entre geradores conectados dentro de uma mesma área e possui frequência na faixa de 1.0 a 2.0 Hertz [2] , [20] .
- **Modo Interárea** é caracterizado quando um grupo de geradores localizado em uma área oscila contra outro grupo localizado em outra área e possui frequência na faixa de 0.1 a 0.8 Hertz [2] , [20] .

2.4. Modelagem do Sistema

O comportamento de um sistema elétrico de potência pode ser resumido em um conjunto de equações algébrica e diferencial da seguinte maneira [14] :

$$\begin{aligned}\dot{x} &= f(x, y, \mu, u) \\ 0 &= g(x, y, \mu, u) , \\ w &= h(x, y, \mu, u)\end{aligned}\tag{2.2}$$

na qual f representa a dinâmica do sistema tais como a dinâmica dos geradores, reguladores automático de tensão, PSSs, reguladores de velocidade da turbina, dispositivos FACTS, HVDC e cargas; g é o conjunto de equações algébricas que representam a resposta instantânea (dinâmica rápida) relacionada à rede de transmissão e comutação das chaves semicondutoras dos FACTS e HVDC; h é o conjunto de equações das variáveis de saída; $x \in R^n$, $y \in R^m$, $u \in R^k$ e $w \in R^l$ denotam os vetores de variáveis de estado, variáveis algébricas, entradas, e saídas respectivamente; μ é o conjunto de parâmetros incontroláveis tais como variações de potência ativa e reativa das cargas; u é o conjunto de parâmetros controláveis tal como *tap* de transformadores ou sinais de referência de outros controles; w é o vetor de variáveis de saída tais como fluxo de potência nas linhas ou as velocidades dos rotores dos geradores.

Estes dispositivos, como máquinas síncronas, reguladores automáticos de tensão e controles são equipamentos típicos de sistemas elétricos de potência [14] .

2.4.1. Linearização das Equações

Na análise da estabilidade a pequenas perturbações, considerando-se que todas as variações se dão em torno de um ponto de equilíbrio (x_0, y_0, u_0) , portanto (2.2) pode ser linearizada para valores conhecidos dos parâmetros (μ, u) , considerando-se $\dot{x}_0 = 0$, resultando em:

$$\begin{bmatrix} \Delta \dot{x} \\ 0 \\ \Delta w \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial f}{\partial x} & \frac{\partial f}{\partial y} & \frac{\partial f}{\partial u} \\ \frac{\partial g}{\partial x} & \frac{\partial g}{\partial y} & \frac{\partial g}{\partial u} \\ \frac{\partial h}{\partial x} & \frac{\partial h}{\partial y} & \frac{\partial h}{\partial u} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x \\ \Delta y \\ \Delta u \end{bmatrix}\tag{2.3}$$

onde, Δ representa um pequena variação nas variáveis.

As derivadas parciais são:

$$\begin{aligned} F_x &= \frac{\partial f}{\partial x}, \quad F_y = \frac{\partial f}{\partial y}, \quad F_u = \frac{\partial f}{\partial u} \\ G_x &= \frac{\partial g}{\partial x}, \quad G_y = \frac{\partial g}{\partial y}, \quad G_u = \frac{\partial g}{\partial u} \\ H_x &= \frac{\partial h}{\partial x}, \quad H_y = \frac{\partial h}{\partial y}, \quad H_u = \frac{\partial h}{\partial u} \end{aligned} \quad (2.4)$$

calculadas em (x_0, y_0, u_0) e válidas somente próximas à região do ponto de equilíbrio.

Eliminando as variáveis algébricas Δy e assumindo que a matriz jacobiana do fluxo de potência G_y é não-singular, (2.3) pode ser reescrita na forma de espaço de estados como se segue:

$$\begin{aligned} \Delta \dot{x} &= (F_x - F_y G_y^{-1} G_x) \Delta x + (F_u - F_y G_y^{-1} G_u) \Delta u = A \Delta x + B \Delta u \\ \Delta w &= (H_x - H_y G_y^{-1} G_x) \Delta x + (H_u - H_y G_y^{-1} G_u) \Delta u = C \Delta x + D \Delta u \end{aligned} \quad (2.5)$$

na qual, $A = [F_x - F_y G_y^{-1} G_x]$ é a matriz de estados do sistema, $B = [F_u - F_y G_y^{-1} G_u]$ é a matriz de entrada, $C = [H_x - H_y G_y^{-1} G_x]$ é a matriz de saída e $D = [H_u - H_y G_y^{-1} G_u] = 0$ é a matriz de realimentação direta.

Se o sistema puder 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 existentes se baseiam em métodos modais que são fundamentadas na análise de autovalores da matriz A [14] [21].

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

$$\phi_i e^{\lambda_i t}$$

onde ϕ_i é o autovetor a direita da matriz A e λ_i é o autovalor correspondente.

Os autovalores são soluções não triviais da equação $\det(A - \lambda I) = 0$ e os autovetores são definidos como o conjunto de vetores $\phi_i \in R^n$ que satisfazem a equação $A \phi_i = \lambda_i \phi_i$, $i=1, \dots, n$, considerando-se que A seja uma matriz de dimensão $n \times n$ com $n \in N$ e A tenha n autovalores distintos.

Os autovetores diretos associados a cada modo definem uma distribuição

relativa com todos os modos do estado dinâmico do sistema. Analogamente os autovetores à esquerda da matriz A são definidos como o conjunto de vetores $\psi_i \in R^n$ que satisfazem $\psi_i A = \lambda_i \psi_i$, $i=1, \dots, n$, admitindo-se novamente que a matriz 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 [22]. Estes fatores são de grande importância para a identificação de possíveis causas relacionadas aos modos críticos do sistema, bem como fornece informações de todos os modos associados às variáveis de estado.

Depois de definido o cálculo dos autovalores e autovetores à direita e esquerda da matriz A , o fator de participação é definido como um produto, elemento por elemento, dos autovetores direito e esquerdo associados, ou seja, $p_{ki} = \psi_{ik} \phi_{ki}$ 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 de ϕ_i .

Esses fatores geralmente são normalizados e são adimensionais. Desta forma, é possível analisar não só quais geradores estão associados a cada modo eletromecânico de um sistema elétrico de potência, mas também todos os dispositivos dinâmicos associados aos seus modos, identificando quais modos são fracamente amortecidos ou instáveis.

Análise da Estabilidade através de Autovalores

Os autovalores podem ser reais ou complexos conjugados. Se 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 A da seguinte maneira [23]:

- 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 $\lambda = \sigma \pm j\omega_d$, a parte real σ está associada 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 $f = \omega_d / 2\pi$. A taxa de amortecimento para esta frequência, a qual representa a taxa de decaimento da amplitude da respectiva oscilação, pode ser obtida de $\zeta = -\sigma / \sqrt{\sigma^2 + \omega_d^2}$.

Capítulo 3

Aplicação do Elo HVDC no Amortecimento de Oscilações Eletromecânicas

3.1. Introdução

Esta dissertação de mestrado tem como principal objetivo utilizar o elo HVDC com seus respectivos controles para amortecimento das oscilações de potência nas linhas CA. Para melhorar o amortecimento das oscilações nos sistemas elétricos de potência, técnicas de controle clássico, robusto ou lógica fuzzy podem ser aplicadas para o projeto do POD, o qual proverá sinais suplementares adicionando torque de amortecimento no sistema [24] . Desta forma, quando se trata de um elo HVDC, é necessário inserir um sinal suplementar junto ao sinal de referência dos dispositivos de controle (referência de corrente ou potência) para a modulação da corrente ou potência do elo.

Para sintetizar toda a abordagem deste trabalho, neste capítulo serão apresentadas as consequências geradas nos sistemas elétricos de potência após as interligações de grandes sistemas, um breve histórico e desenvolvimento da tecnologia HVDC que atualmente já se faz presente em várias partes do mundo, as vantagens de sua utilização, as classificações como monopolar, bipolar e homopolar. Também será apresentada a modelagem de regime permanente do elo HVDC, modelagem dinâmica dos geradores, AVRs, POD e do elo HVDC na forma de espaço de estados, a inclusão de todos estes no MSP e o projeto do POD para amortecimento das oscilações de potência.

A modelagem de regime permanente do elo é incluída na resolução do fluxo de potência bem como a inclusão das características de regime permanente dos dispositivos dinâmicos (reguladores de corrente nos terminais retificador e inversor) e do próprio elo HVDC (linha de corrente contínua). Com esta inclusão das características

de regime permanente já na resolução do fluxo de potência (fluxo de potência expandido), torna-se possível à obtenção de um ponto de operação mais preciso [25] .

3.2. Interligação de Sistemas Elétricos de Potência

A interligação de sistemas elétricos de potência mostrou-se bastante interessante, pois provê um impacto positivo na operação, melhorando o equilíbrio entre geração e carga, redução das reservas girantes dos sistemas individuais, pois a reserva girante global requerida para o sistema interligado pode ser consideravelmente menor do que a soma das reservas girantes originais [11] , mas por outro lado, pode prover impacto negativo associado à propagação de perturbações locais para o restante da rede.

Historicamente, pequenas concessionárias geralmente integradas verticalmente, ou seja, responsáveis tanto pela geração, transmissão e distribuição, eram conectadas por meio de uma extensão do sistema CA, desta forma aproveitando melhor os seus recursos. Esta interconexão era de extensão geográfica limitada e seguia oportunidades locais. No final da década de 50 e nos anos 60, as tecnologias de transmissão foram melhores consolidadas e passaram a permitir interligações entre maiores distâncias e com maior transmissão de potência. Estas tecnologias passaram a utilizar em sua maioria tensões mais altas (HVAC), acopladas a compensação série e a elos HVDC. Foram desenvolvidas para a conexão de unidades geradoras hidrelétricas remotas, distantes dos grandes centros de carga, mas serviam também para interconexões de sistemas elétricos, incluindo o uso de cabos submarinos.

A desverticalização, desmembramento das concessionárias integradas verticalmente em companhias de geração, transmissão e distribuição distintas, iniciou-se durante a década de 90 não só na América do Norte e Europa, mas também em outras partes do mundo. Isto possibilitou uma livre concorrência no mercado de energia elétrica passando a introduzir novos agentes, tais como corretores e profissionais de marketing de energia. Era de se esperar que a livre concorrência trouxesse uma redução no preço da energia para o consumidor, mas isto de fato não ocorreu. Um

impacto negativo bastante relevante foi que o comércio de eletricidade começou a atingir maiores distâncias e passou a atender um número cada vez maior de consumidores. Desta forma, o comércio de eletricidade passou a percorrer rotas não consideradas à época do planejamento das redes levando ao congestionamento no fluxo de energia através de caminhos indesejáveis. Embora o congestionamento na transmissão e os fluxos indesejáveis de energia não sejam problemas novos, eles certamente tornam-se mais aparentes com o livre acesso e comércio [26] .

Sob o ponto de vista destes impactos negativos, os dispositivos FACTS e o elo HVDC podem ser capazes de contornar e solucionar alguns destes problemas nos sistemas elétricos de potência [4] , [27] .

3.3. Breve Histórico do HVDC

A transmissão HVDC possui algumas vantagens sobre a transmissão HVCA em algumas ocasiões. A primeira aplicação comercial de transmissão HVDC foi entre a ilha de Gotland e o sistema interconectado da Suécia em 1954 [28] , [29] , [30] . Este sistema usava válvulas de arco de mercúrio e tinha a capacidade de transmissão de 20MW a ± 100 KV em um elo HVDC submarino de 96Km. Desde então, a aplicação de transmissão HVDC tem se tornado mais frequente [14] , [30] .

Com o advento das válvulas tiristores, a transmissão HVDC tornou-se mais atrativa. O primeiro sistema HVDC utilizando válvula tiristor foi o esquema de Eel River, comissionado em 1972, compondo 320MW de uma interconexão entre o sistema de potência da província de New Brunswick e Quebec. Válvulas tiristores tornaram-se um equipamento padrão para estações conversoras. Desenvolvimentos nestes equipamentos de conversão como, por exemplo, seu tamanho, diminuição de custo e melhoria de sua confiabilidade foram fatores que resultaram na adoção do uso de elos HVDC no mundo [14] .

A América do Norte possui várias interligações por elos back-to-back para interligação de suas áreas síncronas sendo que estas áreas também possuem transmissão HVDC. Isto se deve pela vantagem de controlabilidade dos fluxos de

potência entre estas áreas e desacoplamento na ocorrência de perturbações, não deixando que estas afetem áreas saudáveis. Um fato relevante é que o elevado número de elos HVDC na região nordeste dos Estados Unidos permaneceu em serviço durante o enorme blecaute de agosto de 2003, mantendo o fornecimento contínuo para a região.

Outras interligações de grande importância já estão presentes a algum tempo e podem comprovar o sucesso do uso da tecnologia HVDC. Uma importante interligação de longa distância é a Pacific Intertie, construída na década de 1960 usando válvulas de arco de mercúrio e que sofreu várias modificações e aumentos de capacidade [26] , [31] , [32] . Outra importante conexão HVDC é a de Itaipú que está em operação desde 1984, utilizando $\pm 600\text{KV}$ para transmitir 3150MW por bipolo. O desempenho deste elo HVDC tem mostrado bons resultados consolidando a escolha do uso de $\pm 600\text{KV}$ [30] , [33] . A China também possui uma grande transmissão que faz uso dos últimos desenvolvimentos em tecnologia de alta potência. Pode-se destacar um sistema de transmissão bipolar com um conversor por pólo e capacidade de 3000MW em $\pm 500\text{KV}$, Three Gorges - Changzhou. Esse elo HVDC foi projetado para uma potência contínua de 2x1500MW. Ele possui capacidade de sobrecarga de 3480MW para temperaturas abaixo dos valores máximos especificados com equipamento de resfriamento redundante em serviço e uma capacidade de sobrecarga de 5 segundos de 4500MW [26] .

Com o desenvolvimento de estações conversoras que utilizam tensões cada vez mais elevadas, custos de linha de transmissão e valor econômico das perdas resistivas, parece razoável esperar que $\pm 600\text{KV}$ sejam usados novamente para projetos de linhas de transmissão aéreas. Aumentando-se a tensão para $\pm 750\text{KV}$, torna-se possível transmitir 5000MW em uma linha monofásica bipolar. As aplicações para tais níveis de tensão estão em estudo na Índia, China e outros países para transmissão de longa distância, na faixa de 1000-2000 km [33] .

3.4. Vantagens da Utilização de Sistemas HVDC

Os sistemas HVAC têm sido utilizados há bastante tempo e mostram-se

incontestáveis sobre sua utilização. Oferecem uma poderosa alternativa para aumentar a estabilidade do sistema de potência tão bem como melhorar a flexibilidade de operação do sistema [34] . Sob esse ponto de vista, já que os sistemas HVAC funcionam adequadamente por décadas, optar pelo uso de HVDC nos sistemas elétricos de potência é uma questão bastante pertinente.

Por exemplo, em transmissões de longa distância, terrestres ou submarinas, deve ser levado em conta o problema de ordem econômica, ou seja, economizar em linhas ou cabos a fim de cobrir os aumentos nos custos das estações. Algumas vezes isto passa a não ser o ponto principal na escolha da utilização de um elo HVDC, mas problemas voltados ao meio ambiente ou a capacidade de controle do elo passam a assumir grande importância na escolha de sua utilização. Quando se trata de distâncias mais curtas ou até mesmo quando não há transmissão pelo elo HVDC (HVDC back-to-back), é a capacidade de controle que será decisiva para o seu uso.

Algumas vantagens importantes são obtidas quando há uma ligação HVDC com um sistema HVAC [14] , [35] , [36] , [37] , [38] . São elas:

- Em um sistema CA e CC paralelos, a modulação das quantidades CC (corrente ou potência) aumenta o limite de estabilidade de regime permanente do sistema CA.
- A transmissão de potência CC é independente da abertura angular entre os terminais CA.
- Permite a interligação entre sistemas de diferentes frequências (50-60Hz).
- Impede fluxos indesejáveis em linhas de transmissão CA paralelas.
- Controle de intercâmbios via sinas adicionais garantindo que as margens de estabilidade do sistema sejam mantidas.
- Controla o fluxo de energia e evita a sobrecarga, prevenindo disparos em cascata, restringindo assim falhas do sistema em condições de contingência múltipla.

3.5. Classificação dos elos HVDC

Os elos HVDC são classificados nas seguintes categorias [14] , [36] , [39] :

- Monopolar
- Bipolar
- Homopolar

A configuração básica de um elo HVDC monopolar é mostrada na Figura 3.1. É utilizado um condutor geralmente de polaridade negativa e o caminho de retorno é provido pela terra ou água. Considerações de custo sempre levam para o uso deste tipo de configuração, ao passo que pode ser o primeiro estágio para o desenvolvimento de um sistema bipolar. Ao invés do retorno pela terra, um cabo metálico pode ser utilizado para o retorno da corrente em situações onde a resistividade do solo é impeditiva ou há possível interferência com estruturas metálicas sob a terra ou água [14] , [36] , [39] .

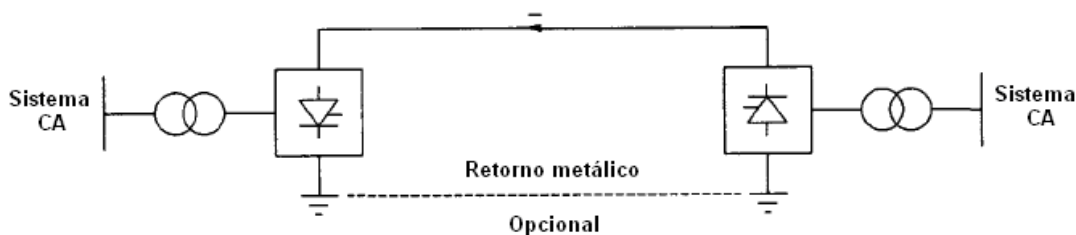


Figura 3.1 HVDC Monopolar.

A configuração bipolar, mostrada na Figura 3.2, é constituída de dois condutores: um de polaridade negativa e outro de polaridade positiva. Cada terminal tem dois conversores de mesmo nível de tensão conectados em série no lado CC. A junção entre os conversores é aterrada. Normalmente as correntes nos dois pólos são iguais e não há corrente para a terra. Os dois pólos podem operar independentemente. Se um pólo é isolado devido a uma falta em seu condutor, o outro pode operar com a terra e transferir metade da potência nominal ou mais, se utilizar a capacidade de sobrecarga dos conversores e linha. Do ponto de vista de desempenho, uma linha HVDC bipolar é

equivalente ao circuito duplo de linha de transmissão CA. Sob condições normais de operação, causa uma diminuição considerável de interferência harmônica em relação ao sistema monopolar. Reversão do fluxo de potência é alcançada alterando as polaridades dos dois pólos através de controles (chaveamento mecânico não é requerido). Em situações onde a corrente de terra não é tolerável ou o eletrodo de terra não é factível devido à alta resistividade do solo, um terceiro cabo é utilizado como neutro metálico. Ele serve como um caminho de retorno quando um dos pólos está fora de serviço ou quando há um desbalanço durante a operação bipolar [14] , [36] , [39] .

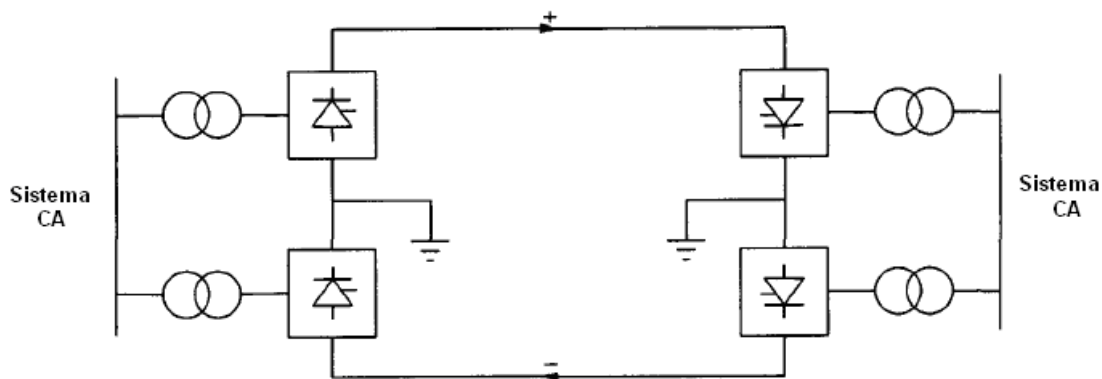


Figura 3.2 HVDC Bipolar.

A configuração homopolar, mostrada na Figura 3.3, tem dois ou mais condutores de mesma polaridade, geralmente negativa, diminuindo a rádio interferência devida ao efeito corona. O caminho de retorno da corrente é feito através da terra. Quando há uma falta em um conversor, o outro está disponível para alimentar o condutor que não sofreu a falta, o qual tem uma capacidade de sobrecarga e pode transmitir mais que a potência nominal. Em contra partida, comparado com o esquema bipolar a reconexão dos conversores de um dos pólos da linha é mais complicada e geralmente não factível. Cada configuração deste sistema HVDC geralmente tem grupos de vários conversores conectados em cascata, os quais possuem um banco de transformador e um grupo de válvulas. Os conversores são conectados em paralelo no lado CA (transformadores) e em série no lado CC (válvulas-conversores) para fornecer o nível desejado de tensão de um pólo para a terra [14] , [36] , [39] .

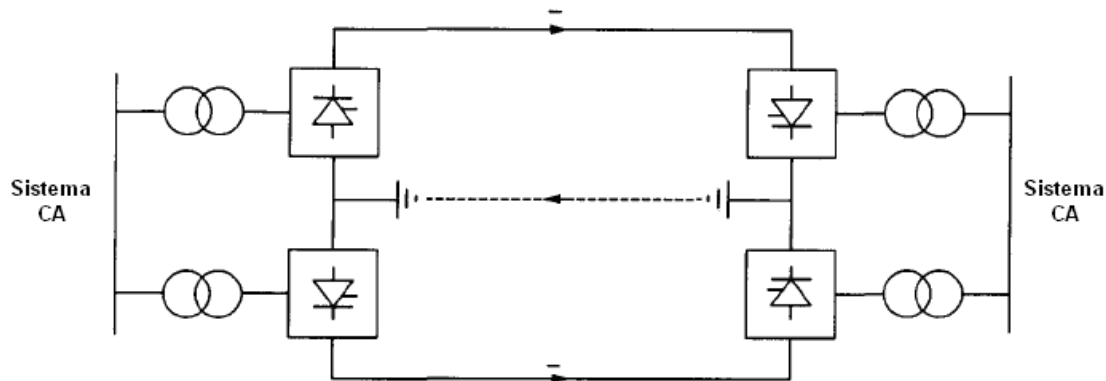


Figura 3.3 HVDC Homopolar.

3.6. Incorporação do HVDC no Fluxo de Potência

Será apresentada nesta seção a incorporação do HVDC no fluxo de potência, sendo que além de todas as equações algébricas, as características de regime permanente dos dispositivos dinâmicos (controladores de corrente do retificador e inversor) também serão incluídas. O fluxo de potência utilizado é feito com base no método de Newton-Raphson convencional onde todos os *mismatches* de potências ativa e reativa tanto em CC quanto em CA, bem como os *mismatches* referentes a todas as variáveis internas do elo HVDC, devem ser satisfeitos. Além disso, as equações diferenciais são feitas iguais a zero e seus *mismatches* também devem ser atendidos. Desta forma, o ponto de operação obtido pode ser mais preciso [25]. A modelagem abordada do fluxo de potência segue como base [36], [40], porém com algumas alterações. Foi necessária a inclusão das características de regime permanente dos dispositivos dinâmicos para o balanço nodal interno do elo HVDC. Os *taps* dos transformadores são considerados parâmetros fixos e a resposta dinâmica do elo apresenta uma variação instantânea. Portanto, o fluxo de potência é resolvido simultaneamente com as equações do elo, e desta forma todas as variáveis tanto do lado CA quanto do lado CC são obtidas.

3.6.1. Considerações Iniciais

O estado de operação do sistema de potência CA - CC é definido pelo vetor:

$$[\bar{V}, \bar{\theta}, \bar{h}]^T$$

sendo:

$\bar{V}$ o vetor de magnitudes das tensões de todas as barras do sistema CA (exceto PV e *slack*);

$\bar{\theta}$ o vetor dos ângulos das tensões de todas as barras do sistema CA (exceto para a barra *slack* onde $\theta = 0$);

$\bar{h}$ o vetor das variáveis CC.

O desenvolvimento do algoritmo baseado no método de Newton-Raphson requer a formulação de n equações independentes em termos de n variáveis.

As equações que relacionam as variáveis do sistema CA são provenientes das condições de operação do sistema CA especificadas. Somente nas equações dos *mismatches* de potências ativa e reativa relacionadas às barras terminais dos conversores são requeridas modificações. Estas equações tornam-se:

$$\begin{aligned} P_{conv}^{esp} - P_{conv(ac)} \pm P_{conv(dc)} &= 0 \\ Q_{conv}^{esp} - Q_{conv(ac)} - Q_{conv(dc)} &= 0 \end{aligned} \quad (3.1)$$

$P_{conv(ac)}$ é a potência ativa injetada na barra terminal do conversor como função das variáveis do sistema CA.

$+P_{conv(dc)}$ é a potência ativa injetada na barra terminal de um dos conversores como função das variáveis do sistema CC.

$-P_{conv(dc)}$ é a potência ativa que sai da barra terminal de um dos conversores como função das variáveis do sistema CC.

P_{conv}^{esp} é a geração menos a carga na barra terminal do conversor em função das variáveis do sistema CA; e analogamente para balanços de potência reativa $Q_{conv(ac)}$ e $Q_{conv(dc)}$.

A Figura 3.4 mostra o sentido dos fluxos de potências ativa e reativa do elo

HVDC utilizando a convenção de gerador, ou seja, assumem-se sinais negativos para os fluxos que saem de uma determinada barra e sinais positivos para os fluxos que entram em uma determinada barra. Nesta figura, os índices r e i referem-se aos terminais retificador e inversor, respectivamente.

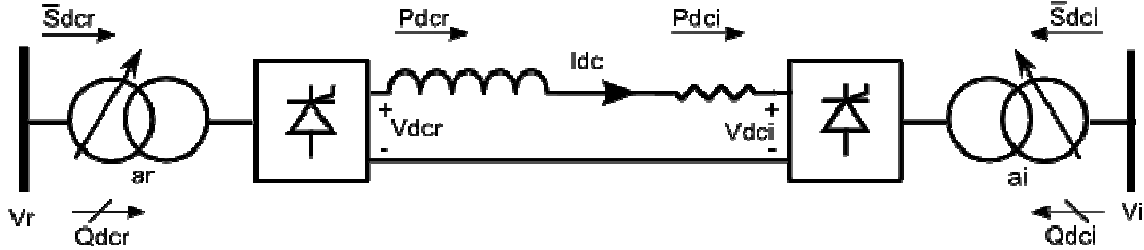


Figura 3.4 Sentido dos Fluxos de Potência adotados.

As potências $P_{conv(dc)}$ e $Q_{conv(dc)}$ são funções da magnitude da tensão CA da barra terminal do conversor e das variáveis do sistema CC, i.e.

$$\begin{aligned} P_{conv(dc)} &= f(V_{conv}, \bar{h}) \\ Q_{conv(dc)} &= f(V_{conv}, \bar{h}) \end{aligned} \quad (3.2)$$

É importante salientar que o subscrito ' $conv$ ' refere-se ao subscrito ' dcr ' quando o terminal conversor opera como retificador e corresponde ao subscrito ' dci ' quando opera como inversor.

As equações provenientes das condições especificadas para o sistema CA podem ser resumidas como:

$$\begin{bmatrix} \Delta \bar{P}(\bar{V}, \bar{\theta}) \\ \Delta \bar{P}_{conv}(\bar{V}, \bar{\theta}, \bar{h}) \\ \Delta \bar{Q}(\bar{V}, \bar{\theta}) \\ \Delta \bar{Q}_{conv}(\bar{V}, \bar{\theta}, \bar{h}) \end{bmatrix} = 0 \quad (3.3)$$

na qual os *mismatches* da barra terminal dos conversores são indicados separadamente.

Um conjunto adicional de equações independentes é proveniente das condições do sistema CC e são definidas por:

$$\bar{H}(V_{conv}, \bar{h})_k = 0, \quad (3.4)$$

sendo k o número de conversores presentes.

As equações (3.2) e (3.4) são feitas independentes do ângulo da tensão CA da barra terminal do conversor. Isto melhora o desempenho do algoritmo com o efeito de desacoplar a dependência de ângulo do sistema CA e do sistema CC [40] .

Portanto o problema do fluxo de potência pode ser definido como a solução de:

$$\begin{bmatrix} \Delta \bar{P}(\bar{V}, \bar{\theta}) \\ \Delta \bar{P}_{conv}(\bar{V}, \bar{\theta}, \bar{h}) \\ \Delta \bar{Q}(\bar{V}, \bar{\theta}) \\ \Delta \bar{Q}_{conv}(\bar{V}, \bar{\theta}, \bar{h}) \\ \bar{H}(V_{conv}, \bar{h}) \end{bmatrix} = 0, \quad (3.5)$$

3.6.2. Modelo do Conversor

A seleção das variáveis $\bar{h}$ e a formulação das equações requerem várias restrições básicas, as quais são geralmente aceitáveis na análise de regime permanente da operação dos conversores. São elas [40] :

- As tensões CA trifásicas nas barras terminais são equilibradas e senoidais.
- A operação do conversor é perfeitamente balanceada.
- A corrente e tensão CC não possuem componentes CA.
- O transformador conversor é sem perda e a admitância de magnetização é ignorada.

3.6.2.1. Variáveis do Conversor

O número mínimo de variáveis requeridas para definir a operação do sistema é o número de variáveis independentes. Qualquer outro sistema de variáveis ou parâmetros (e.g. P_{dc} e Q_{dc}) pode ser escrito em termos dessas variáveis.

Duas variáveis independentes são suficientes para modelar um conversor CC operando sob condições balanceadas, desde que conhecida a magnitude da tensão terminal. Entretanto, para os requerimentos de controle dos conversores é necessária uma extensão das variáveis ou funções delas (e.g. potência constante ou corrente constante), que são condições especificadas. Se o número mínimo de variáveis é usado, então as especificações de controle devem ser alteradas para dentro das equações em termos dessas duas variáveis. Estas equações frequentemente irão conter não-linearidades complexas e dificuldades em suas derivações e implementação no programa [40] .

Por estas razões, um conjunto não mínimo de equações é recomendado, i.e. todas as variáveis as quais são influenciadas pela ação do controle são retidas no modelo.

Uma modificação importante feita foi considerar a posição do *tap* como fixa e desta forma não será uma variável algébrica. Isso foi necessário, pois durante as simulações com a modelagem do *tap* sendo uma variável (sem modelagem dinâmica- variação instantânea), a variação do *tap* se sobrepunha às variações de ângulos de disparo e extinção.

O conjunto de variáveis a seguir permite uma relação simples para todas as estratégias de controle mais comuns:

$$[\bar{h}] = [V_{dc}, I_{dc}, S_{dc}, \cos \alpha]^T . \quad (3.6)$$

A variável S_{dc} é incluída para garantir o cálculo de Q_{dc} . A variável $\cos \alpha$ é usada ao invés de somente α com o propósito retirar as não-linearidades e assim melhorar a convergência [40] .

Os filtros CA podem ser incluídos na rede CA como injeções de potência reativa fixada nas barras terminais do elo HVDC. Para o caso de *taps* dos transformadores conversores sendo variáveis estes são incluídos na rede CC, desde que a mudança de *tap* dos transformadores seja uma parte integral do sistema de controle CC. Consequentemente, o lado primário dos transformadores é escolhido como interface das barras do sistema CA e do sistema CC. É conveniente deixar os transformadores fora da rede CA, pois não há a necessidade de atualização da matriz admitância a cada mudança de *tap*, ou seja, quando estes forem variáveis no modelo de regime

permanente [41] .

3.6.2.2. Sistema CC em pu

Uma simplicidade computacional é alcançada pelo uso comum da potência e tensão base em ambos os lados do conversor, i.e. os lados CA e CC.

$$S_B^{cc} = S_B^{ac} \text{ e } V_B^{cc} = V_B^{ac}$$

Consequentemente, em razão de preservar a consistência da potência em pu, a corrente contínua de base obtida de MVA_B / V_B , tem que ser $\sqrt{3}$ vezes maior que a corrente alternada de base [36] .

$$S_B^{cc} = S_B^{ac} \rightarrow V_B^{cc} I_B^{cc} = \sqrt{3} V_B^{ca} I_B^{ca} \rightarrow I_B^{cc} = \sqrt{3} I_B^{ca}$$

Isto tem o efeito de mudar os coeficientes envolvidos nas relações de corrente CA-CC. Para uma perfeita corrente constante (sem a presença do efeito ripple) e negligenciando a sobreposição de comutação, a componente fundamental eficaz da corrente de fase é relacionada com I_{dc} pela aproximação,

$$I_s = \frac{\sqrt{6}}{\pi} I_{dc} \quad (3.7)$$

na qual I_s é a corrente na secundário do transformador.

Transformando a equação (3.7) para pu tem-se:

$$I_{s(pu)} = \frac{\sqrt{6}}{\pi} \sqrt{3} I_{dc(pu)},$$

e se o ângulo de sobreposição é levado em conta, esta equação torna-se:

$$I_{s(pu)} = k \frac{3}{\pi} \sqrt{2} I_{dc(pu)} \quad (3.8)$$

onde o valor de k é muito próximo da unidade. Nos estudos de fluxo de potência, a equação (3.8) pode ser ajustada, na maioria dos casos, com precisão satisfatória para $k = 0,995$ [36] .

3.6.2.3. Equações dos Conversores

As equações que representam o sistema CC (chaves semicondutoras, elo HVDC e *taps*) são:

(i) A magnitude da corrente fundamental no lado do conversor é relacionada com a equação da corrente contínua

$$I_s = k \frac{3}{\pi} \sqrt{2} I_{dc} \quad (3.9)$$

(ii) A magnitude da corrente fundamental em ambos os lados do transformador sem perdas é dependente do *tap*, i.e.

$$I_p = a I_s \quad (3.10)$$

onde I_p é a corrente no primário do transformador.

(iii) A tensão CC pode ser expressa em termos da tensão de comutação CA referida ao secundário do transformador, i.e.

$$V_{dc} = 3 \frac{\sqrt{2}}{\pi} a V_{conv} \cos \alpha - \frac{3}{\pi} I_{dc} X_c \quad (3.11)$$

onde a tensão de comutação CA do conversor é a tensão da barra do sistema no lado primário do transformador conversor, V_{conv} .

(iv) A equação de potência complexa pode também ser expressa em termos da tensão de comutação CA referida ao secundário do transformador.

$$S_{dc} = \frac{3\sqrt{2}}{\pi} a V_{conv} I_{dc}$$

O modelo CC pode desta forma, ser resumido da seguinte forma:

$$\bar{H}(V_{conv}, \bar{h}) = 0 \quad (3.12)$$

sendo

$$H(1) = V_{dc} - k_1 a V_{conv} \cos \alpha + \frac{3}{\pi} I_{dc} X_c \quad (3.13)$$

$H(2)$ = equação de controle

$$H(3) = S_{dc} - k_1 a V_{conv} I_{dc} \quad (3.14)$$

$H(4)$ = equação de controle

$$\text{e } \bar{h} = [V_{dc}, I_{dc}, S_{dc}, \cos \alpha]^T.$$

A constante k_1 é dada por:

$$k_1 = \frac{3\sqrt{2}}{\pi} k = \frac{3\sqrt{2}}{\pi} 0.995 = 1.3437$$

A tensão V_{conv} pode ou ser uma quantidade especificada ou uma variável do sistema CA [4]. As equações de P_{dc} e Q_{dc} podem ser escritas agora como:

$$Q_{conv(dc)} = \sqrt{S_{dc}^2 - P_{dc}^2} \quad (3.15)$$

$$P_{conv(dc)} = V_{dc} I_{dc} \quad (3.16)$$

3.6.2.4. Incorporação das Equações de Controle

Cada conversor adicional no sistema CC contribui com duas variáveis independentes e desta forma duas equações adicionais de restrições devem ser provenientes das estratégias de controle do sistema para definir o estado de operação. Por exemplo, um elo HVDC clássico de dois terminais tem dois conversores e, conseqüentemente, requer quatro equações de controle. Estas equações podem ser escritas em função das variáveis CC.

As estratégias de controle definem as características da potência transmitida (e.g. potência constante ou corrente constante), ou introduz restrições assim como mínimo ângulo de disparo e extinção ou posições dos *taps*.

Exemplos de estratégias de controles válidas são:

(i) *Tap* do transformador conversor especificado,

$$a^{esp} - a = 0$$

(ii) Tensão CC especificada,

$$V_{dc}^{esp} - V_{dc} = 0$$

(iii) Corrente CC especificada,

$$I_{dc}^{esp} - I_{dc} = 0$$

(iv) Ângulo de disparo mínimo especificado,

$$\cos \alpha^{\min} - \cos \alpha = 0$$

(v) Transmissão de potência CC especificada,

$$P_{dc}^{esp} - V_{dc} I_{dc} = 0$$

Durante o processo iterativo, as variáveis não controladas podem atingir seus limites pré-estabelecidos. Quando isto ocorre, a variável que atinge seu limite é mantida em seu limite e uma variável apropriada é liberada para variar.

Todas as equações apresentadas até aqui servem para representar o retificador. Para representar o inversor apenas uma modificação em (3.13) deve ser feita, a qual passa a ser em função do ângulo de extinção.

$$H(5) = V_{dc} - k_1 a V_{conv} \cos \gamma + \frac{3}{\pi} I_{dc} X_c \quad (3.17)$$

A operação especificada para o elo HVDC será como corrente constante e com a inclusão da malha de controle de corrente mostrada na Figura 3.5. Foi escolhida a operação como corrente constante pelo fato de que é o modo mais utilizado na prática e não apresenta os problemas do modo de operação como potência constante. O modo de operação como potência constante pode trazer problemas como, por exemplo: Se houver uma queda no perfil de tensão das barras terminais, a corrente no elo aumentaria para compensar essa queda e assim manter a potência constante, ou seja, haveria uma sobregarga no elo e conseqüentemente uma maior queda de tensão em sua resistência e maiores perdas ôhmicas, ocasionando uma menor tensão no inversor, ou seja, seria um processo cada vez mais agravante levando ao desligamento do elo HVDC.

$$H(2) = I_{dc}^{esp} - I_{dcr} \rightarrow \text{retificador} \quad (3.18)$$

$$H(6) = I_{dc}^{esp} - I_{dci} \rightarrow \text{inversor} \quad (3.19)$$

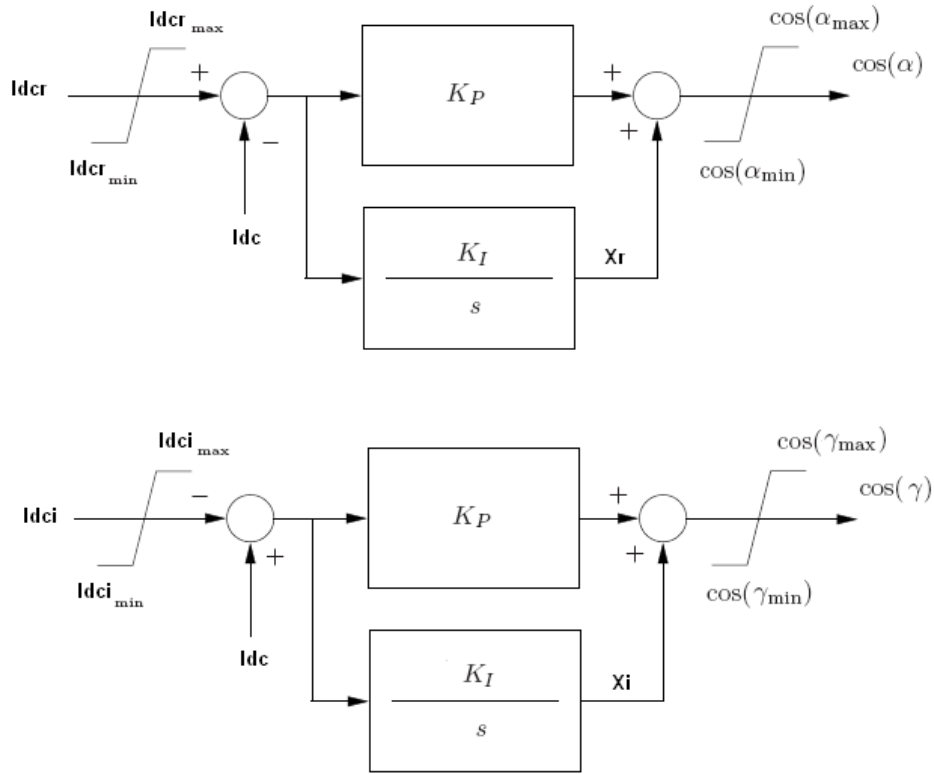


Figura 3.5 Controle de Corrente no retificador e inversor.

$$H(4) = X_r + K_p(I_{dcr} - I_{dc}) - \cos \alpha \rightarrow \text{retificador} \quad (3.20)$$

$$H(7) = S_{dc} - k_1 a V_{conv} I_{dc} \quad (3.21)$$

$$H(8) = X_i + K_p(I_{dc} - I_{dci}) - \cos \gamma \rightarrow \text{inversor} \quad (3.22)$$

O algoritmo não depende de uma estratégia de controle particular, e pode ser facilmente usado para diferentes estratégias de controle ou modos de operação do elo. Por exemplo, os ângulos α e γ podem ser variados durante cada iteração se desejado, ou a corrente ou potência no elo pode ser mantida constante, ou a tensão do lado CC no retificador pode ser mantida constante ao invés da tensão no inversor. Todas as estratégias ou mudanças similares podem ser incorporadas no algoritmo com algumas modificações no algoritmo original [42].

3.6.2.5. Controle da Tensão Terminal CA do Conversor

A tensão terminal do conversor pode ser especificada de duas maneiras:

(a) Pela injeção de potência reativa local na barra terminal. Neste caso, a equação de *mismatch* de potência reativa não é necessária para que a barra e a variável relevante (i.e. ΔV_{conv}) sejam efetivamente removidas da formulação do problema. Esta é a situação onde a barra terminal do conversor é uma barra PV, ou seja, o retificador ou inversor está conectado a uma barra de geração.

(b) A tensão da barra terminal pode ser especificada como uma restrição do sistema CC. O conversor deve absorver a quantidade correta de potência reativa de tal forma que a tensão terminal seja mantida constante.

Portanto, a equação da tensão fica:

$$V_{conv}^{esp} - V_{conv} = 0 \quad (3.23)$$

podendo ser escrita como uma das duas equações de controle [36] .

3.7. Inclusão das Características de Regime Permanente dos Dispositivos Dinâmicos do Elo HVDC

É de grande importância uma análise e modelagem diferenciada para a inclusão do elo HVDC no fluxo de potência, para tanto, faz-se necessário resolver as equações que descrevem o comportamento de regime permanente dos dispositivos dinâmicos do elo já no fluxo de potência, ou seja, resolver um fluxo de potência expandido, considerando as equações dinâmicas associadas ao elo e aos controles.

As equações dinâmicas que representam o elo HVDC e seus controles são:

$$\dot{I}_{dc} = \frac{V_{dcr} - V_{dci} - R_{dc} I_{dc}}{L_{dc}} \rightarrow \text{elo HVDC} \quad (3.24)$$

$$\dot{X}_r = \frac{K_i}{K_p} (\cos \alpha - X_r) \rightarrow \text{controle de corrente no retificador} \quad (3.25)$$

$$\dot{X}_i = \frac{K_i}{K_p} (\cos \gamma - X_i) \rightarrow \text{controle de corrente no inversor} \quad (3.26)$$

Visto que objetiva-se obter um ponto de equilíbrio, as equações diferenciais (3.24), (3.25) e (3.26) podem ser resolvidas no próprio fluxo de potência zerando as derivadas, ou seja, estas três equações são resolvidas de uma só vez no fluxo de potência de forma que as derivadas tendam ao valor de tolerância especificado para os *mismatches* de potências ativa e reativa e *mismatches* do elo representados por todas as equações de H em (3.13), (3.14), (3.17), (3.18), (3.19), (3.20), (3.21) e (3.22) tanto para o retificador quanto para o inversor. A estrutura da matriz jacobiana do fluxo de potência é apresentada no Apêndice A.

3.8. Modelo de Sensibilidade de Potência na Forma de Espaço de Estados

3.8.1. Introdução

É de grande importância o entendimento do MSP (*Modelo de Sensibilidade de Potência*) proposto por [6] para compreensão de toda modelagem adota nesta dissertação.

Inicialmente o MSP foi apresentando na forma de diagrama de blocos, mas neste trabalho toda a modelagem da rede, dos geradores, reguladores automáticos de tensão e controles associados ao elo HVDC foi realizada utilizando o MSP na forma de espaço de estados. Este modelo elimina a representação do barramento infinito possibilitando, desta maneira, sua extensão para sistemas multimáquinas. A rede é representada totalmente e isto facilita muito nos estudos e efeitos de dispositivos localizados nela, como por exemplo, cargas, controladores FACTS e elos HVDC nos modos de oscilação do sistema. O MSP é baseado no balanço nodal de potência que deve ser satisfeito em todas as barras em qualquer instante [6] .

3.8.2. MSP para Gerador no Barramento Infinito sem o Elo HVDC

A utilização do MSP para representar o sistema na forma de espaço de estados será inicialmente para o caso da máquina síncrona conectada ao barramento infinito através de uma linha de transmissão conforme ilustrado na Figura 3.6.

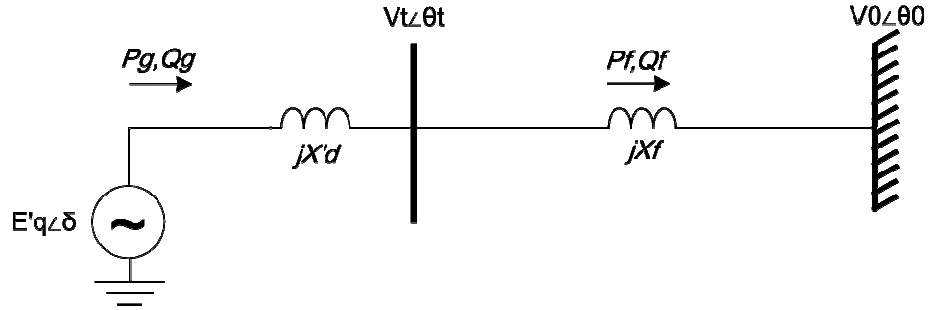


Figura 3.6 Máquina conectada ao Barramento Infinito.

O balanço nodal de potência na barra terminal é representado pelo seguinte conjunto de equações:

$$\begin{aligned} P_g - P_f &= 0 \\ Q_g - Q_f &= 0 \end{aligned} \quad (3.27)$$

na qual P_g e Q_g são as potências ativa e reativa injetadas pelo gerador na sua barra terminal e P_f e Q_f são as potência ativa e reativa transferidas ao barramento infinito.

As equações de potências deste balanço em funções das variáveis de estado são expressas por:

$$\begin{aligned} P_g &= \frac{E'_q V_t}{X'_d} \sin(\delta - \theta_t) + \frac{V_t^2}{2} \left[\frac{1}{X_q} - \frac{1}{X'_d} \right] \sin 2(\delta - \theta_t) \\ Q_g &= \frac{E'_q V_t}{X'_d} \cos(\delta - \theta_t) - \frac{V_t^2}{2} \left[\frac{1}{X_q} - \frac{1}{X'_d} \right] (1 - \cos 2(\delta - \theta_t)) - \frac{V_t^2}{X'_d} \end{aligned} \quad (3.28)$$

nas quais o par de variáveis $[E'_q, \delta]$ e o par $[V_t, \theta_t]$ possuem uma dependência implícita no tempo e podem ser interpretados em função da rede apresentada na Figura 3.6.

Considerando $R_f = 0$, as potências ativa e reativa que fluem para o barramento infinito são dadas por:

$$\begin{aligned}
 P_f &= \frac{V_t V_0}{X_f} \sin \theta_t \\
 Q_f &= \frac{V_t^2}{X_f} - \frac{V_t V_0}{X_f} \cos \theta_t
 \end{aligned}
 \tag{3.29}$$

3.8.3. Linearização

Para pequenas variações em torno de um ponto de equilíbrio, o conjunto de equações (3.28) e (3.29) pode ser expandindo em série de Taylor considerando-se apenas os termos de derivadas de 1ª ordem, portanto estas equações tornam-se:

$$\begin{aligned}
 A_{1g} \Delta(\delta - \theta_t) + A_{2g} \Delta E'_q + A_{3g} \Delta V_t - A_{1f} \Delta \theta_t - A_{2f} \Delta V_t &= 0 = \Delta P \\
 R_{1g} \Delta(\delta - \theta_t) + R_{2g} \Delta E'_q + R_{3g} \Delta V_t - R_{1f} \Delta \theta_t - R_{2f} \Delta V_t &= 0 = \Delta Q
 \end{aligned}
 \tag{3.30}$$

nas quais os coeficientes A_g, A_f e R_g, R_f são as sensibilidades das potências ativa e reativa em relação às variáveis de estado e às variáveis algébricas correspondentes e mostradas no Apêndice B.

As equações incrementais (3.30) representam o balanço de potência que deve ser satisfeito em qualquer instante durante um processo dinâmico. As duas variáveis terminais $[V_t, \theta_t]$ representam a interface algébrica rápida entre a máquina e a rede externa, e as duas variáveis internas $[E'_q, \delta]$ representam variações lentas do fluxo de campo e as oscilações do rotor, sendo a interface com as variáveis diferenciais do processo dinâmico [6], [11].

Para resolver o par de equações (3.30) satisfazendo o balanço nodal de potência, é necessário incluir as equações diferenciais que estão implícitas nas variáveis de estado $\Delta \delta$ e $\Delta E'_q$.

Equações de Oscilação do Gerador

$$\dot{\delta} = \omega - \omega_s
 \tag{3.31}$$

sendo ω_s a velocidade angular síncrona e δ o ângulo de carga.

$$M\dot{\omega} = P_m - P_g - D\omega \quad (3.32)$$

sendo P_m a potência mecânica, P_g a potência gerada, D o coeficiente de amortecimento e M o momento de inércia.

Equação de Balanço de Fluxo de Campo

$$T'_{do}\dot{E}'_q = E_{fd} - E'_q - \left(\frac{X_d - X'_d}{X'_d} \right) (E'_q - V_t \cos(\delta - \theta_t)) \quad (3.33)$$

sendo E'_q a tensão interna transitória de eixo em quadratura do gerador, E_{fd} a tensão de campo, V_t e θ_t a magnitude e ângulo da tensão terminal do gerador, T'_{do} a constante de tempo transitória de eixo direto, X_d e X'_d as reatâncias de eixo direto e transitória de eixo direto, respectivamente.

Equação da Excitatriz Estática

$$T_e\dot{E}_{fd} = (V_{ref} - V_t)K_e - E_{fd} \quad (3.34)$$

sendo K_e e T_e o ganho estático e constante de tempo da excitatriz e V_{ref} a tensão de referência.

Linearização das Equações Diferenciais

$$\begin{aligned} \Delta\dot{\delta} &= \Delta\omega \\ M\Delta\dot{\omega} &= \Delta P_m - A_{1g}\Delta\delta + A_{1g}\Delta\theta_t - A_{2g}\Delta E'_q - A_{3g}\Delta V_t - D\Delta\omega \\ T'_{do}\Delta\dot{E}'_q &= \Delta E_{fd} - \Delta E'_q \left(\frac{X_d}{X'_d} \right) + K_A\Delta V_t - K_V\Delta\delta + K_V\Delta\theta_t \\ T_e\Delta\dot{E}_{fd} &= K_e\Delta V_{ref} - K_e\Delta V_t - \Delta E_{fd} \end{aligned} \quad (3.35)$$

3.8.4. Representação Matricial do Sistema Gerador no Barramento Infinito

As equações linearizadas da rede em (3.30), do gerador e regulador automático de tensão, ambas no conjunto de equações (3.35), bem como de quaisquer dispositivos de controle, podem ser colocadas na forma matricial como se segue:

$$\underbrace{\begin{bmatrix} \dot{\Delta\delta} \\ \dot{\Delta\omega} \\ \dot{\Delta E'_q} \\ \dot{\Delta E_{fd}} \end{bmatrix}}_{\Delta x} = \underbrace{\begin{bmatrix} 0 & \omega_0 & 0 & 0 \\ -\frac{A_{1g}}{M} & -\frac{D}{M} & -\frac{A_{2g}}{M} & 0 \\ -\frac{K_A}{T'_{do}} & 0 & -\frac{X_d T'_{do}}{X_d' T'_{do}} & \frac{1}{T'_{do}} \\ 0 & 0 & 0 & -\frac{1}{T_e} \end{bmatrix}}_{J_1} \underbrace{\begin{bmatrix} \Delta\delta \\ \Delta\omega \\ \Delta E'_q \\ \Delta E_{fd} \end{bmatrix}}_{\Delta x} + \underbrace{\begin{bmatrix} 0 & 0 \\ \frac{A_{1g}}{M} & -\frac{A_{3g}}{M} \\ \frac{K_A}{T'_{do}} & \frac{K_V}{T'_{do}} \\ 0 & -\frac{K_e}{T_e} \end{bmatrix}}_{J_2} \underbrace{\begin{bmatrix} \Delta\theta_t \\ \Delta V_t \end{bmatrix}}_{\Delta y} + \underbrace{\begin{bmatrix} 0 & 0 \\ \frac{1}{M} & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & \frac{K_e}{T_e} \end{bmatrix}}_{B_1} \underbrace{\begin{bmatrix} \Delta P_m \\ \Delta V_{tref} \end{bmatrix}}_{\Delta u} \quad (3.36)$$

$$\begin{bmatrix} 0 \\ 0 \end{bmatrix} = \underbrace{\begin{bmatrix} A_{1g} & 0 & A_{2g} & 0 \\ R_{1g} & 0 & R_{2g} & 0 \end{bmatrix}}_{J_3} \underbrace{\begin{bmatrix} \Delta\delta \\ \Delta\omega \\ \Delta E'_q \\ \Delta E_{fd} \end{bmatrix}}_{\Delta x} + \underbrace{\begin{bmatrix} -A_{1g} - A_{1f} & A_{3g} - A_{2f} \\ -R_{1g} - R_{1f} & R_{3g} - R_{2f} \end{bmatrix}}_{J_4} \underbrace{\begin{bmatrix} \Delta\theta_t \\ \Delta V_t \end{bmatrix}}_{\Delta y} \quad (3.37)$$

Eliminando o vetor de variáveis algébricas Δy , o sistema pode ser representado na forma de espaço de estados com $A = (J_1 - J_2 J_4^{-1} J_3)$ e $B = B_1$.

3.8.5. MSP para Gerador no Barramento Infinito com a Inclusão do Elo HVDC

Agora será incluído um elo HVDC paralelo à linha de transmissão CA, o que leva a uma alteração dos *mismatches* nas barras terminais dos conversores e adiciona novos *mismatches* referentes a todas as equações das variáveis do elo bem como das equações referentes ao modo de controle utilizado, sendo neste caso modo de corrente constante.

O sistema da Figura 3.7 representa um gerador conectado ao barramento infinito através de uma linha de transmissão CA em paralelo com um elo HVDC.

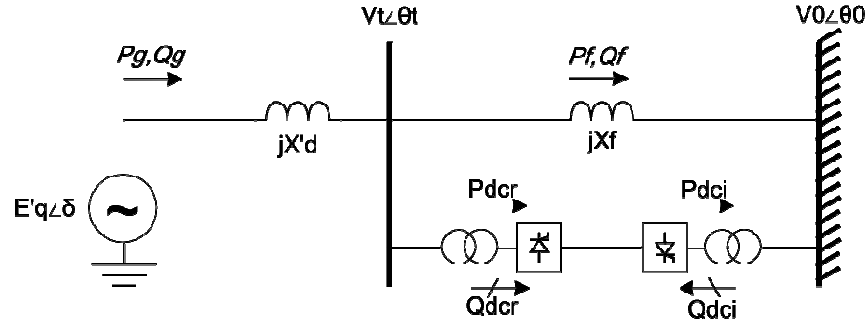


Figura 3.7 Gerador no Barramento Infinito com o elo HVDC.

O balanço nodal de potência nas barras terminais do elo é representado pelo seguinte conjunto de equações:

$$\begin{aligned} P_g - P_f \pm P_{dc} &= 0 \\ Q_g - Q_f - Q_{dc} &= 0 \end{aligned} \quad (3.38)$$

na qual, P_g e Q_g são as potências ativa e reativa injetadas pelo gerador na sua barra terminal, P_f e Q_f são as potência ativa e reativa transferidas ao barramento infinito, P_{dcr} , Q_{dcr} , Q_{dci} são as potência ativa e reativa absorvidas pelo elo HVDC respectivamente e P_{dci} a potência que o elo transfere para o barramento infinito.

3.8.6. Linearização

Analogamente ao conjunto de equações de balanço na barra terminal do gerador (3.30) e considerando pequenas variações em torno de um ponto de equilíbrio, o conjunto de equações (3.38) torna-se:

$$\begin{aligned} A_{1g} \Delta(\delta - \theta_t) + A_{2g} \Delta E'_q + A_{3g} \Delta V_t - A_{1f} \Delta \theta_t - A_{2f} \Delta V_t - A_{1dcr} \Delta V_{dcr} - A_{2dcr} \Delta I_{dc} &= 0 = \Delta P \\ R_{1g} \Delta(\delta - \theta_t) + R_{2g} \Delta E'_q + R_{3g} \Delta V_t - R_{1f} \Delta \theta_t - R_{2f} \Delta V_t - R_{1dcr} \Delta V_{dcr} - R_{2dcr} \Delta S_{dcr} - R_{3dcr} \Delta I_{dc} &= 0 = \Delta Q \end{aligned} \quad (3.39)$$

nas quais A_{1dcr} , A_{2dcr} , R_{1dcr} , R_{2dcr} , R_{3dcr} compõem as derivadas parciais das potências ativa e reativa em relações as variáveis do elo HVDC como podem ser vistas nas equações (3.43) e (3.44).

É importante salientar que se o elo HVDC estiver conectado entre duas barras terminais de geradores, o balanço na barra inversora será análogo ao balanço na barra retificadora apenas alterando o sinal da potência ativa pela convenção utilizada.

As equações dinâmicas dos controladores de corrente constante a serem incluídas no sistema e da corrente no elo HVDC são dadas pelas equações (3.24), (3.25) e (3.26). Linearizando-as tem-se:

Equações Diferenciais do elo HVDC Linerizadas

$$\Delta \dot{I}_{dc} = \frac{\partial \dot{I}_{dc}}{\partial V_{dcr}} \Delta V_{dcr} + \frac{\partial \dot{I}_{dc}}{\partial V_{dci}} \Delta V_{dci} + \frac{\partial \dot{I}_{dc}}{\partial I_{dc}} \Delta I_{dc} \quad (3.40)$$

$$\text{sendo, } \frac{\partial \dot{I}_{dc}}{\partial V_{dcr}} = \frac{1}{L_{dc}}; \frac{\partial \dot{I}_{dc}}{\partial V_{dci}} = -\frac{1}{L_{dc}}; \frac{\partial \dot{I}_{dc}}{\partial I_{dc}} = -\frac{R_{dc}}{L_{dc}}$$

$$\Delta \dot{X}_r = \frac{K_i}{K_p} (\Delta \cos \alpha - \Delta X_r) \quad (3.41)$$

$$\text{sendo, } \frac{\partial \dot{X}_r}{\partial \cos \alpha} = \frac{K_i}{K_p}; \frac{\partial \dot{X}_r}{\partial X_r} = -\frac{K_i}{K_p}$$

$$\Delta \dot{X}_i = \frac{K_i}{K_p} (\Delta \cos \gamma - \Delta X_i) \quad (3.42)$$

$$\text{sendo, } \frac{\partial \dot{X}_i}{\partial \cos \gamma} = \frac{K_i}{K_p}; \frac{\partial \dot{X}_i}{\partial X_i} = -\frac{K_i}{K_p}$$

Tendo que as potências ativa e reativa do elo HVDC são dadas por (3.15) e (3.16) tem-se:

Equações Algébricas do elo HVDC Linerizadas

$$\Delta P_{dcr} = \frac{\partial P_{dcr}}{\partial V_{dcr}} \Delta V_{dcr} + \frac{\partial P_{dcr}}{\partial I_{dc}} \Delta I_{dc} \quad (3.43)$$

$$\text{sendo, } \frac{\partial P_{dcr}}{\partial V_{dcr}} = I_{dc}; \frac{\partial P_{dcr}}{\partial I_{dc}} = V_{dcr}$$

Fazendo $P_{dcr} = V_{dc} I_{dc}$ e substituindo na equação (3.15) resulta:

$$Q_{dcr} = \sqrt{S_{dcr}^2 - (V_{dcr} I_{dc})^2}, \text{ portanto:}$$

$$\Delta Q_{dcr} = \frac{\partial Q_{dcr}}{\partial V_{dcr}} \Delta V_{dcr} + \frac{\partial Q_{dcr}}{\partial S_{dcr}} \Delta S_{dcr} + \frac{\partial Q_{dcr}}{\partial I_{dc}} \Delta I_{dc} \quad (3.44)$$

$$\text{sendo, } \frac{\partial Q_{dcr}}{\partial S_{dcr}} = \frac{S_{dcr}}{Q_{dcr}}; \frac{\partial Q_{dcr}}{\partial V_{dcr}} = -\frac{P_{dcr}}{Q_{dcr}} I_{dc}; \frac{\partial Q_{dcr}}{\partial I_{dc}} = -\frac{P_{dcr}}{Q_{dcr}} V_{dcr}$$

Analogamente para as equações de potências ativa e reativa para o inversor.

Equações dos *Mismatches* H Linearizadas

Retificador

$$\Delta H_{1r} = \frac{\partial H_{1r}}{\partial V_{dcr}} \Delta V_{dcr} + \frac{\partial H_{1r}}{\partial V_{convr}} \Delta V_{convr} + \frac{\partial H_{1r}}{\partial \cos \alpha} \Delta \cos \alpha + \frac{\partial H_{1r}}{\partial I_{dc}} \Delta I_{dc} \quad (3.45)$$

$$\text{sendo, } \frac{\partial H_{1r}}{\partial V_{dcr}} = 1; \frac{\partial H_{1r}}{\partial V_{convr}} = -k_1 a_r \cos \alpha; \frac{\partial H_{1r}}{\partial \cos \alpha} = -k_1 a_r V_{convr}; \frac{\partial H_{1r}}{\partial I_{dc}} = \frac{3}{\pi} X_{cr}$$

$$\Delta H_{2r} = \frac{\partial H_{2r}}{\partial I_{dcr}} \Delta I_{dcr} \quad (3.46)$$

$$\text{sendo } \frac{\partial H_{2r}}{\partial I_{dcr}} = -1$$

$$\Delta H_{3r} = \frac{\partial H_{3r}}{\partial S_{dcr}} \Delta S_{dcr} + \frac{\partial H_{3r}}{\partial V_{convr}} \Delta V_{convr} + \frac{\partial H_{3r}}{\partial I_{dc}} \Delta I_{dc} \quad (3.47)$$

$$\text{sendo, } \frac{\partial H_{3r}}{\partial S_{dcr}} = 1; \frac{\partial H_{3r}}{\partial V_{convr}} = -k_1 a_r I_{dc}; \frac{\partial H_{3r}}{\partial I_{dc}} = -k_1 a_r V_{convr}$$

$$\Delta H_{4r} = \frac{\partial H_{4r}}{\partial I_{dcr}} \Delta I_{dcr} + \frac{\partial H_{4r}}{\partial \cos \alpha} \Delta \cos \alpha + \frac{\partial H_{4r}}{\partial I_{dc}} \Delta I_{dc} + \frac{\partial H_{4r}}{\partial X_r} \Delta X_r \quad (3.48)$$

$$\text{sendo, } \frac{\partial H_{4r}}{\partial I_{dcr}} = K_p; \frac{\partial H_{4r}}{\partial \cos \alpha} = -1; \frac{\partial H_{4r}}{\partial I_{dc}} = -K_p; \frac{\partial H_{4r}}{\partial X_r} = 1$$

Inversor

$$\Delta H_{1i} = \frac{\partial H_{1i}}{\partial V_{dci}} \Delta V_{dci} + \frac{\partial H_{1i}}{\partial V_{convi}} \Delta V_{convi} + \frac{\partial H_{1i}}{\partial \cos \gamma} \Delta \cos \gamma + \frac{\partial H_{1i}}{\partial I_{dc}} \Delta I_{dc} \quad (3.49)$$

$$\text{sendo, } \frac{\partial H_{1i}}{\partial V_{dci}} = 1; \frac{\partial H_{1i}}{\partial V_{convi}} = -k_1 a_i \cos \gamma; \frac{\partial H_{1i}}{\partial \cos \gamma} = -k_1 a_i V_{convi}; \frac{\partial H_{1i}}{\partial I_{dc}} = \frac{3}{\pi} X_{ci}$$

$$\Delta H_{2i} = \frac{\partial H_{2i}}{\partial I_{dci}} \Delta I_{dci} \quad (3.50)$$

$$\text{sendo, } \frac{\partial H_{2i}}{\partial I_{dci}} = -1$$

$$\Delta H_{3i} = \frac{\partial H_{3i}}{\partial S_{dci}} \Delta S_{dci} + \frac{\partial H_{3i}}{\partial V_{convi}} \Delta V_{convi} + \frac{\partial H_{3i}}{\partial I_{dc}} \Delta I_{dc} \quad (3.51)$$

$$\text{sendo, } \frac{\partial H_{3i}}{\partial S_{dci}} = 1; \frac{\partial H_{3i}}{\partial V_{convi}} = -k_1 a_i I_{dc}; \frac{\partial H_{3i}}{\partial I_{dc}} = -k_1 a_i V_{convi}$$

$$\Delta H_{4i} = \frac{\partial H_{4i}}{\partial I_{dci}} \Delta I_{dci} + \frac{\partial H_{4i}}{\partial \cos \gamma} \Delta \cos \gamma + \frac{\partial H_{4i}}{\partial I_{dc}} \Delta I_{dc} + \frac{\partial H_{4i}}{\partial X_i} \Delta X_i \quad (3.52)$$

$$\text{sendo, } \frac{\partial H_{4i}}{\partial I_{dci}} = -K_p; \frac{\partial H_{4i}}{\partial \cos \gamma} = -1; \frac{\partial H_{4i}}{\partial I_{dc}} = K_p; \frac{\partial H_{4i}}{\partial X_i} = 1$$

3.8.7. Representação Matricial do Sistema Gerador no Barramento Infinito com a Inclusão do Elo HVDC

A representação do MSP na forma de espaço de estados pode ser feita organizando de forma adequada as equações algébricas e diferenciais que representam um sistema elétrico de potência. Considere o conjunto de equações (3.35) e todas as equações linearizadas referentes à modelagem dinâmica e de regime permanente do elo HVDC, (3.39) até (3.52), sendo colocadas na seguinte forma matricial:

$$\underbrace{\begin{bmatrix} \dot{\Delta\delta} \\ \dot{\Delta\omega} \\ \dot{\Delta E'_q} \\ \dot{\Delta E'_{fd}} \\ \dot{\Delta I_{dc}} \\ \dot{\Delta X_r} \\ \dot{\Delta X_i} \end{bmatrix}}_{\Delta x} = \underbrace{\begin{bmatrix} 0 & \omega_0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -\frac{A_{1g}}{M} & -\frac{D}{M} & -\frac{A_{2g}}{M} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -\frac{K_A}{T'_{do}} & 0 & -\frac{X_d}{X'_d T'_{do}} & \frac{1}{T'_{do}} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -\frac{1}{T_e} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -\frac{R_{dc}}{L_{dc}} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -\frac{K_i}{K_p} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -\frac{K_i}{K_p} \end{bmatrix}}_{J_1} \cdot \underbrace{\begin{bmatrix} \Delta\delta \\ \Delta\omega \\ \Delta E'_q \\ \Delta E'_{fd} \\ \Delta I_{dc} \\ \Delta X_r \\ \Delta X_i \end{bmatrix}}_{\Delta x} + \underbrace{\begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \frac{A_{1g}}{M} & 0 & -\frac{A_{3g}}{M} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \frac{K_A}{T'_{do}} & 0 & \frac{K_V}{T'_{do}} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -\frac{K_e}{T_e} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{1}{L_{dc}} & 0 & 0 & 0 & -\frac{1}{L_{dc}} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{K_i}{K_p} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -\frac{K_i}{K_p} & 0 \end{bmatrix}}_{J_2} \cdot \underbrace{\begin{bmatrix} \Delta\theta_i \\ \Delta\theta_0 \\ \Delta V_t \\ \Delta V_0 \\ \Delta V_{dcr} \\ \Delta I_{dcr} \\ \Delta S_{dcr} \\ \Delta \cos \alpha \\ \Delta V_{dci} \\ \Delta I_{dci} \\ \Delta S_{dci} \\ \Delta \cos \gamma \end{bmatrix}}_{\Delta y} + \underbrace{\begin{bmatrix} 0 & 0 \\ \frac{1}{M} & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & \frac{K_e}{T_e} \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \end{bmatrix}}_{B_1} \cdot \underbrace{\begin{bmatrix} \Delta P_m \\ \Delta V_{tref} \end{bmatrix}}_{\Delta u}$$

(3.53)

$$\begin{bmatrix} \Delta P_t \\ \Delta P_0 \\ \Delta Q_t \\ \Delta Q_0 \\ \Delta H_{1r} \\ \Delta H_{2r} \\ \Delta H_{3r} \\ \Delta H_{4r} \\ \Delta H_{1i} \\ \Delta H_{2i} \\ \Delta H_{3i} \\ \Delta H_{4i} \end{bmatrix} = \underbrace{\begin{bmatrix} A_{1g} & 0 & A_{2g} & 0 & A_{2dcr} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & A_{2dci} & 0 & 0 \\ R_{1g} & 0 & R_{2g} & 0 & R_{3dcr} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & R_{3dci} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{\partial H_{1r}}{\partial I_{dc}} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{\partial H_{3r}}{\partial I_{dc}} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{\partial I_{dc}}{\partial H_{4r}} & \frac{\partial H_{4r}}{\partial X_r} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{\partial I_{dc}}{\partial H_{1i}} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{\partial I_{dc}}{\partial H_{2i}} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{\partial H_{3i}}{\partial I_{dc}} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{\partial I_{dc}}{\partial H_{4i}} & 0 & \frac{\partial H_{4i}}{\partial X_i} \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{\partial I_{dc}}{\partial H_{4i}} & 0 & \frac{\partial H_{4i}}{\partial X_i} \end{bmatrix}}_{J_3} \cdot \underbrace{\begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta \omega \\ \Delta E'_q \\ \Delta E_{fd} \\ \Delta I_{dc} \\ \Delta X_r \\ \Delta X_i \end{bmatrix}}_{\Delta x} + [J_4] \cdot \underbrace{\begin{bmatrix} \Delta \theta_t \\ \Delta \theta_0 \\ \Delta V_t \\ \Delta V_0 \\ \Delta V_{dcr} \\ \Delta I_{dcr} \\ \Delta S_{dcr} \\ \Delta \cos \alpha \\ \Delta V_{dci} \\ \Delta I_{dci} \\ \Delta S_{dci} \\ \Delta \cos \gamma \end{bmatrix}}_{\Delta y} \quad (3.54)$$

É importante salientar que a matriz J_4 é uma submatriz do Jacobiano apresentado no Anexo A, suprimindo os *mismatches* ΔF_{x1} , ΔF_{x2} , ΔF_{x3} associados às equações diferenciais.

3.8.8. MSP para Sistemas Multimáquinas

Da mesma forma que no caso anterior, para sistemas multimáquinas o balanço nodal de potência em todas as barras do sistema deve ser satisfeito em qualquer instante. Considera-se a Figura 3.8 representada por uma barra k , um gerador, uma carga e duas linhas que conectam esta barra às barras i e j .

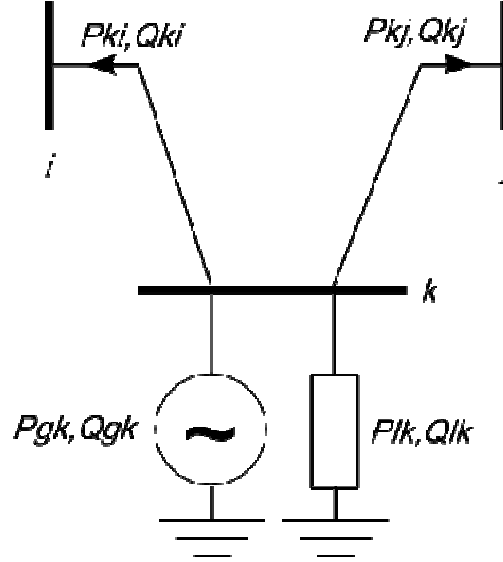


Figura 3.8 Sistema Multibarras.

O balanço nodal de potência pode ser expresso como:

$$\begin{aligned} \Delta P_{gk} - \Delta P_{lk} - \sum_{m \in \Omega_k} \Delta P_{km} &= 0 \\ \Delta Q_{gk} - \Delta Q_{lk} - \sum_{m \in \Omega_k} \Delta Q_{km} &= 0 \end{aligned} \quad (3.55)$$

sendo $\Delta P_{lk}, \Delta Q_{lk}$ as variações de potência ativa e reativa da carga ligada à barra k , $\Delta P_{km}, \Delta Q_{km}$ as variações de fluxo líquido ativo e reativo (geração menos carga) nos ramos $k-m$, onde m representa as barras i e j e Ω_k o conjunto de barras vizinhas à barra k .

Os incrementos de carga $\Delta P_{lk}, \Delta Q_{lk}$ também podem ser calculados em função da magnitude da tensão, por exemplo, cargas tipo ZIP com seus respectivos modelos dinâmicos, bastando apenas determinar as suas sensibilidades.

Para a barra k considerada, o par de equações resultantes são similares ao par de equações (3.30) considerando a carga.

$$\begin{aligned} \Delta P_k &= A_{1gk} \Delta(\delta_k - \theta_k) + A_{2gk} \Delta E'_{qk} + A_{3gk} \Delta V_k - \Delta P_{lk} - \sum_{m \in \Omega_k} A_{1km} \Delta \theta_k + A_{2km} \Delta V_k + A_{3km} \Delta \theta_m + A_{4km} \Delta V_m \\ \Delta Q_k &= R_{1gk} \Delta(\delta_k - \theta_k) + R_{2gk} \Delta E'_{qk} + R_{3gk} \Delta V_k - \Delta Q_{lk} - \sum_{m \in \Omega_k} R_{1km} \Delta \theta_k + R_{2km} \Delta V_k + R_{3km} \Delta \theta_m + R_{4km} \Delta V_m \end{aligned} \quad (3.56)$$

$$\text{na qual } A_{1km} = \frac{\partial P_k}{\partial \theta_k} = H_{kk}; \quad A_{2km} = \frac{\partial P_k}{\partial V_k} = N_{kk}; \quad A_{3km} = \frac{\partial P_k}{\partial \theta_m} = H_{km}; \quad A_{4km} = \frac{\partial P_k}{\partial V_m} = N_{km}$$

sendo que H e N são as submatrizes referentes à potência ativa do jacobiano do fluxo de potência.

De forma análoga tem-se que:

$$R_{1km} = \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_k} = M_{kk}; R_{2km} = \frac{\partial Q_k}{\partial V_k} = L_{kk}; R_{3km} = \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_m} = M_{km}; R_{4km} = \frac{\partial Q_k}{\partial V_m} = L_{km} \text{ sendo que } M \text{ e } L \text{ são as submatrizes referentes à potência reativa do jacobiano do fluxo de potência.}$$

3.8.9. Representação Matricial do Sistema Multimáquinas

A representação do MSP na forma de espaço de estados é obtida organizando de forma adequada às equações algébricas e diferenciais que representam um sistema elétrico de potência. Considere o conjunto de equações dinâmicas (3.35) e o conjunto de equações algébricas (3.56) sendo colocados na seguinte forma matricial:

$$\begin{bmatrix} \Delta \dot{\delta}_i \\ \Delta \dot{\omega}_i \\ \Delta E'_{qi} \\ \Delta E'_{fdi} \end{bmatrix}_{\Delta x} = \underbrace{\begin{bmatrix} 0 & \omega_0 & 0 & 0 \\ -\frac{A_{1gi}}{M_i} & -\frac{D_i}{M_i} & -\frac{A_{2gi}}{M_i} & 0 \\ -\frac{K_{Ai}}{T'_{doi}} & 0 & -\frac{X'_{di}T'_{doi}}{X'_{di}T'_{doi}} & \frac{1}{T'_{doi}} \\ 0 & 0 & 0 & -\frac{1}{T_{ei}} \end{bmatrix}}_{J_1} \begin{bmatrix} \Delta \delta_i \\ \Delta \omega_i \\ \Delta E'_{di} \\ \Delta E'_{fdi} \end{bmatrix}_{\Delta x} + \underbrace{\begin{bmatrix} 0 & 0 \\ \frac{A_{1gi}}{M_i} & -\frac{A_{3gi}}{M_i} \\ \frac{K_{Ai}}{T'_{doi}} & \frac{K_{Vi}}{T'_{doi}} \\ 0 & -\frac{K_e}{T_e} \end{bmatrix}}_{J_2} \underbrace{\begin{bmatrix} \Delta \theta_i \\ \Delta V_i \end{bmatrix}}_{\Delta y} + \underbrace{\begin{bmatrix} 0 & 0 \\ \frac{1}{M_i} & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & \frac{K_{ei}}{T_{ei}} \end{bmatrix}}_{B_1} \underbrace{\begin{bmatrix} \Delta P_{mi} \\ \Delta V_{refi} \end{bmatrix}}_{\Delta u} \quad (3.57)$$

$$\begin{bmatrix} 0 \\ 0 \end{bmatrix} = \underbrace{\begin{bmatrix} A_{1gi} & 0 & A_{2gi} & 0 \\ R_{1gi} & 0 & R_{2gi} & 0 \end{bmatrix}}_{J_3} \underbrace{\begin{bmatrix} \Delta \delta_i \\ \Delta \omega_i \\ \Delta E'_{qi} \\ \Delta E'_{fdi} \end{bmatrix}}_{\Delta x} + \underbrace{\begin{bmatrix} -A_{3km,1} & \dots & -A_{1gi} - A_{1km,i} & \dots & -A_{3km,n} & \dots & -A_{4km,1} & \dots & -A_{2gi} + A_{3km,i} & \dots & -A_{4km,n} \\ -R_{3km,1} & \dots & -R_{1gi} - R_{1km,i} & \dots & -R_{3km,n} & \dots & -R_{4km,1} & \dots & -R_{2gi} + R_{3km,i} & \dots & -R_{4km,n} \end{bmatrix}}_{J_4} \underbrace{\begin{bmatrix} \Delta \theta_1 \\ \Delta \theta_i \\ \Delta \theta_n \\ \Delta V_1 \\ \Delta V_i \\ \Delta V_n \end{bmatrix}}_{\Delta y} \quad (3.58)$$

na qual i é o vetor de barras de geração e n é a n -ésima barra do sistema.

Deve-se ressaltar que geradores de diferentes modelos, cargas dinâmicas, motores de indução, reguladores automáticos de tensão, reguladores de velocidade, FACTS, HVDC, POD ou qualquer outro equipamento que tenha modelagem dinâmica pode ser facilmente incluído nas equações (3.57) e (3.58). A inclusão do HVDC é facilmente realizada, pois os controladores de corrente constante dos terminais retificador e inversor são modelos de 1ª ordem, bem como a própria linha do elo

representada em (3.24). As equações das tensões, correntes, potências complexas são relativamente simples e são elas que compõem os próprios *mismatches* H . Para cada estação conversora há quatro equações algébricas, totalizando oito novos *mismatches* em H apresentado na matriz jacobiana no Anexo A. A inclusão do controlador POD na forma de espaço de estados também é facilmente realizada mesmo para o modelo de 4ª ordem, o qual foi utilizado nesta dissertação. O que torna a inclusão mais fácil ou não, depende muito da escolha do sinal de entrada do controlador.

3.9. Projeto do Controlador POD

As oscilações de potência são consequências de interações dinâmicas entre geradores síncronos e podem acarretar desastrosas consequências para a estabilidade de sistemas interconectados. Desta forma, o amortecimento das oscilações eletromecânicas é pré-requisito essencial para uma operação segura de sistemas elétricos de potência [14] , [43] . Tradicionalmente, este problema tem sido resolvido através dos estabilizadores do sistema de potência (PSS). No entanto, com a melhoria tecnológica dos controladores eletrônicos de potência, outra solução efetiva pode ser obtida através da utilização de controladores FACTS e/ou elos HVDC. A capacidade de controle destes equipamentos está diretamente relacionada com suas localizações no sistema elétrico de potência. Sob este aspecto entra o conceito de controlabilidade. Para exemplificar, considere um FACTS ou um elo HVDC que esteja localizado em uma linha de interligação entre duas áreas de um sistema, neste caso haverá controlabilidade significativa sobre o modo de oscilação associado ao modo interárea e pouca controlabilidade sobre os modos locais [21] . Um ponto importante no projeto do POD é a escolha do sinal de entrada apropriado, portanto para conseguir um amortecimento adequado o sinal de realimentação do controlador deve “observar” o modo de oscilação a ser amortecido.

Uma variedade de métodos pode ser utilizada para ajustar os parâmetros do controlador. As técnicas mais comuns são baseadas em resposta em frequência [44] e sensibilidade de autovalores [45] . Uma maneira didática para o projeto do POD é

construir um sistema SISO (*single-input and single-output*). O primeiro passo é a escolha adequada dos sinais de entrada e saída para prover requerimentos de controlabilidade e observabilidade modal. Os sinais de realimentação podem ser classificados pelo cálculo da controlabilidade e observabilidade para definir o melhor sinal para o amortecimento do modo eletromecânico.

Nesta dissertação, o controlador POD é projeto utilizando método de resposta em frequência baseados no critério de estabilidade de Nyquist de uma função de transferência de malha aberta (OLTF - *Open Loop Transfer Function*) e utilizando a ferramenta gráfica *rltool* do MATLAB® para realocação de pólos. O critério de Nyquist permite acessar a estabilidade de malha fechada de um sistema realimentado quando se conhece os pólos de malha aberta e consequentemente obter sua resposta em frequência [46] , [47] , [48] , [49] .

A estrutura do POD é semelhante à estrutura de um PSS convencional como mostrada na Figura 3.9 obtida de [50] e suas equações são apresentadas no Anexo C [47] . O controlador 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.

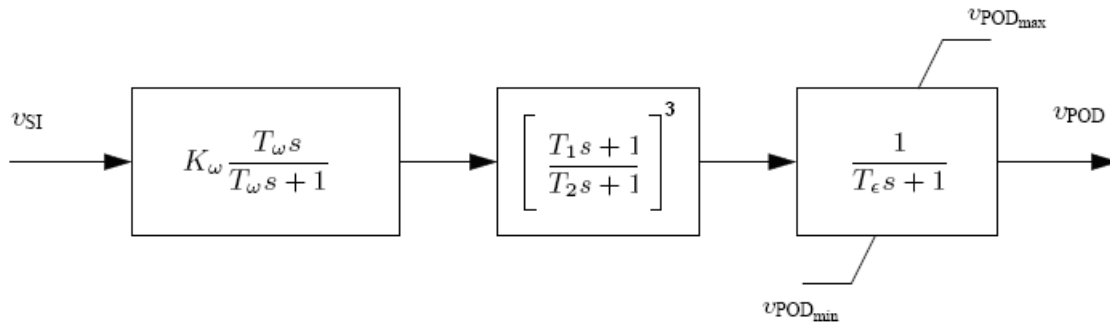


Figura 3.9 Controlador POD.

O ganho K_ω 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 e a constante de tempo T_e assume valores pequenos da ordem de 0.001s embora tenha sido desconsiderada ($T_e = 0$) no projeto.

Um ponto fundamental de debate envolvendo o projeto de controlador POD robusto é a seleção do sinal de entrada apropriado. Para melhorar a confiabilidade de um POD e evitar custos adicionais e atrasos associados aos sistemas de comunicação, somente sinais locais têm sido escolhidos como entrada do controlador [32] .

A Figura 3.10 sintetiza um controlador POD acoplado ao modelo do sistema elétrico de potência. A variável controlada representada por $\Delta\omega$ é o sinal de entrada do controlador e a variável de controle representada Δv_{POD} é o sinal de saída, o qual atuará na modulação da corrente ou potência do elo.

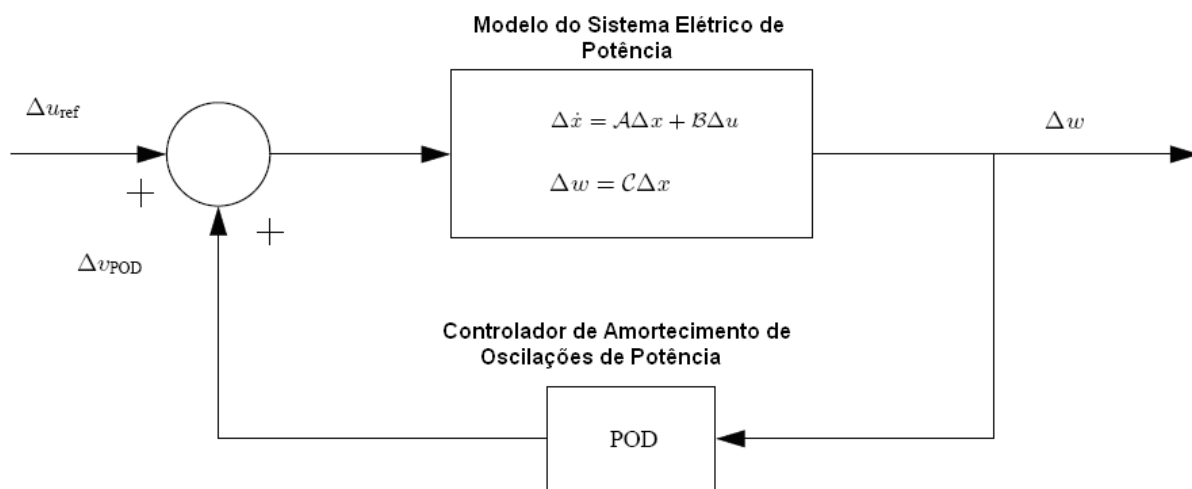


Figura 3.10 Sistema de Controle Realimentado.

3.9.1. Procedimento

Uma vez resolvido o fluxo de potência, 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 zero.

A função ‘*damp*’ do MATLAB[®] pode ser utilizada para a determinação do modo

crítico da seguinte forma:

$$[wn, qsi] = \text{damp}(A)$$

após isso serão fornecidas as frequências e 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 isto basta utilizar a função 'tf' da seguinte forma:

$$wsh = \text{tf}([Tw \ 0], [Tw \ 1])$$

Em seguida deve-se calcular o ângulo de avanço ou atraso a ser compensado e as constantes de tempo T_1 e T_2 . Primeiramente deve-se colocar as quatro matrizes A , B , C , D na forma de espaço de estados utilizando a função 'ss' (*state space*) como se segue:

$$sys = \text{ss}(A, B, C, D)$$

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:

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

Importante salientar que o sinal negativo deve ser utilizado se a realimentação do sistema for positiva, caso contrário deve-se inverter o sinal.

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

$$phi = \text{angle}(x + j * y)$$

Após obter a fase a ser compensada é possível determinar as constantes de tempo do controlador POD. Cada bloco do controlador compensa no máximo 60° , ou seja, para uma compensação maior que 120° deve-se utilizar três blocos.

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

n é o número de blocos que irá compor o controlador POD, aqui $n=3$.

$$T2 = 1 / (wn * \text{sqrt}(alpha))$$

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

$$T1 = alpha * T2$$

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

$$leadlag = tf([T1 \ 1],[T2 \ 1])^n$$

Finalmente ajustar o ganho estático K_w do POD utilizando a ferramenta gráfica *rltool* para uma taxa de amortecimento desejada, por exemplo, 15%.

A Figura 3.11 apresenta o diagrama de blocos que compõe o sistema (*sys*), o filtro (*wsh*) e o controlador POD (*leadlag*), sendo esta representada de forma análoga à Figura 3.10.

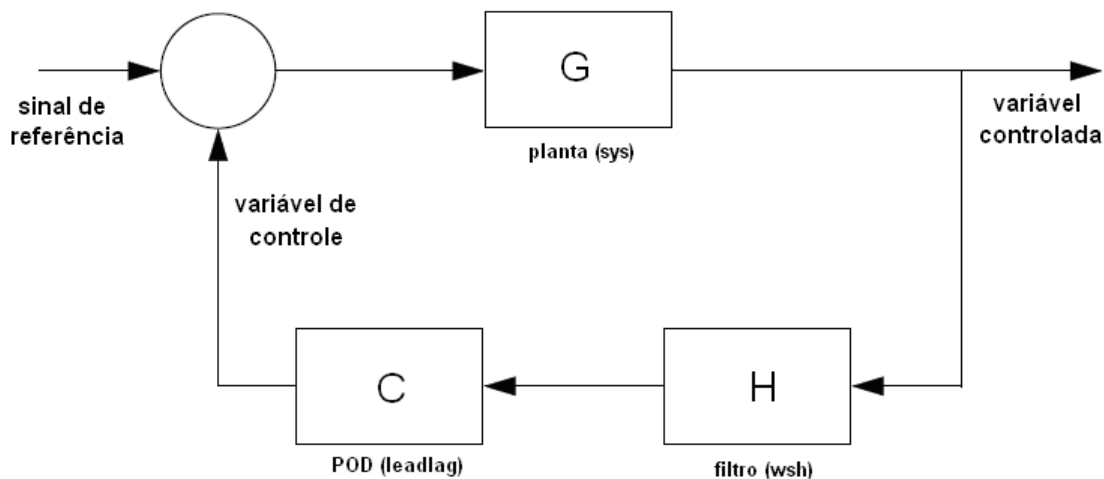


Figura 3.11 Diagrama de Blocos do Sistema Realimentado com o Controlador POD.

Capítulo 4

Simulações e Resultados

4.1. Introdução

A rápida capacidade de modulação de um elo HVDC tem sido utilizada para melhorar o amortecimento das oscilações eletromecânicas em sistemas CA/CC paralelos há bastante tempo [47]. Com a rápida característica de resposta, os elos HVDC podem ser usados também como uma forma de ajuste dinâmico no sistema elétrico de potência [51]. Este ajuste dinâmico pode ser considerado como, por exemplo, a melhoria na margem de estabilidade de regime permanente e transitória, pois a presença do elo HVDC diminui o ângulo de carga dos geradores sem alterar suas potências ativas injetadas.

Neste capítulo são realizados os estudos do elo HVDC e seus impactos diante do problema de oscilações eletromecânicas sob condições de pequenas perturbações.

Muitos sistemas elétricos de potência possuem elos HVDC em operação há vários anos os quais contribuem para o funcionamento correto do sistema. Evitar problemas associados não só a pequenas perturbações, mas também decorrentes de grandes perturbações associados a curtos-circuitos, são tarefas de grande importância para garantir o fornecimento de energia. As simulações conduzidas neste capítulo comprovam outros resultados da literatura, mostrando que os elos HVDC são uma alternativa atraente para o aumento das margens de estabilidade do sistema.

Foi utilizado o MSP para a análise dinâmica de pequenas perturbações, considerando o sistema na forma de espaço de estados. Também foi projetado um POD para modulação da corrente e potência do elo HVDC, considerando como sinal de entrada do controlador a variação do fluxo de potência CA por ser um sinal local. O projeto foi baseado em análise modal, gráfico do lugar das raízes e resposta em frequência.

4.2. Sistema Máquina Barramento Infinito

O sistema utilizado está representado na Figura 4.1, sendo composto por um gerador síncrono e um elo HVDC paralelo à linha de transmissão CA. O gerador é representado por um modelo de 3ª ordem referente às equações (3.31), (3.32) e (3.33), equipado com um regulador automático de tensão representado por um modelo de 1ª ordem referente a (3.34). A linha de transmissão é puramente indutiva e o elo HVDC é composto por dois terminais, um retificador e um inversor, sendo que cada terminal possui um controlador de corrente constante. O ponto de operação inicial corresponde a uma injeção de potência de 1,5 pu pelo gerador. Os dados deste sistema encontram-se no Apêndice C.

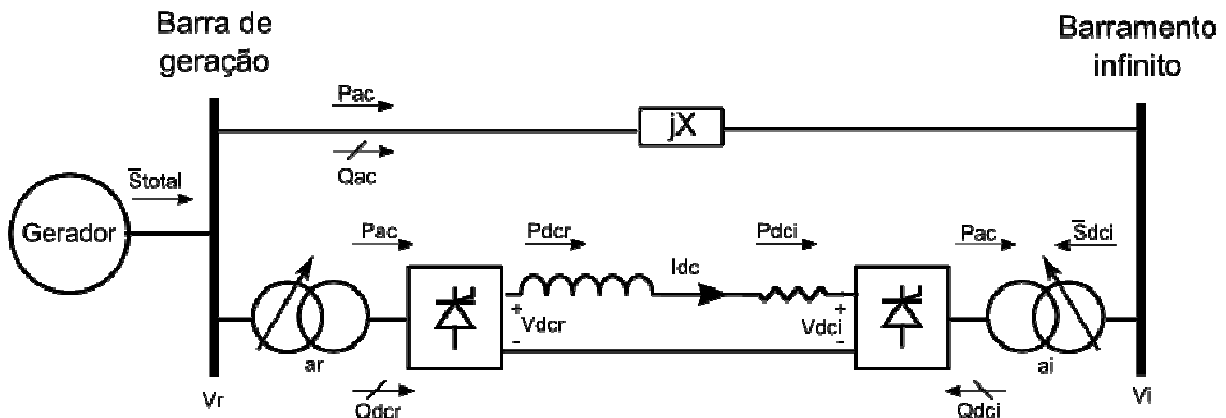


Figura 4.1 Gerador conectado ao barramento infinito com HVDC.

4.2.1. Análise dos Autovalores

Os autovalores associados ao modo eletromecânico do sistema (modo local) para três casos são mostrados na Tabela I: Caso 1, foi considerado o gerador conectado ao barramento infinito através de duas linhas CA de mesma reatância. Caso 2, foi substituída uma linha CA pelo elo HVDC e a corrente deste foi ajustada para uma potência exatamente igual à potência que era transmitida em uma das linhas do

primeiro caso. Isso foi feito para uma comparação mais apropriada entre o HVDC e uma linha CA. Caso 3, foi projetado um POD para inserir um sinal adicional na referência de corrente do controlador de corrente constante do retificador.

Tabela I
Modos de Oscilação Eletromecânicos do Sistema

Caso	Autovalores	Frequência (Hz)	Taxa de Amortecimento (%)
1- s/HVDC	$+0,65 \pm j8,94$	1,42	-6,9
2- c/HVDC	$+0,39 \pm j7,98$	1,27	-4,9
3- c/HVDC + POD	$-1,14 \pm j7,35$	1,17	+15,3

A Figura 4.2 mostra a posição dos autovalores no plano complexo. Como se pode notar, para os casos 1 e 2 o sistema é instável devido aos pares complexos cruzarem o eixo imaginário (semiplano direito). Com o POD acoplado ao HVDC, há uma significativa mudança na posição dos pólos associados ao modo eletromecânico, e desta forma o sistema passa de um ponto de operação instável para um ponto de operação estável, com uma taxa de amortecimento de aproximadamente 15% conforme arbitrado para o projeto.

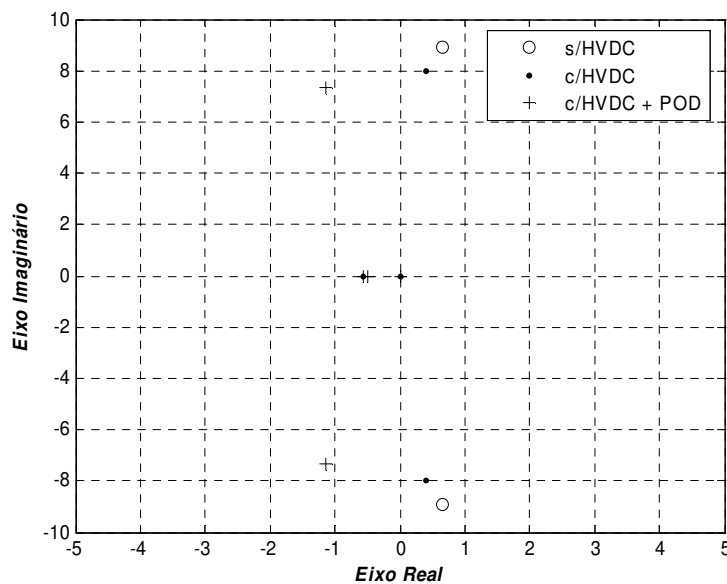


Figura 4.2 Localização dos autovalores associados ao modo de oscilação eletromecânico.

4.2.2. Inclusão do Controlador POD

O projeto do controlador POD é de grande importância e vital para estabilizar o sistema, sendo parte fundamental do projeto a escolha do sinal de entrada. Com o objetivo de melhorar a confiabilidade do POD e evitar custos adicionais e atrasos associados aos sistemas de comunicação, somente sinais locais geralmente são escolhidos como entrada para este controlador.

Considere o projeto no qual o sinal de entrada u_{SI} do POD, ou variável controlada, é a variação da potência ativa na linha CA, paralela ao elo HVDC, e a saída u_{POD} é um sinal de corrente que é adicionado na referência do controlador de corrente constante do retificador, como mostrado na Figura 4.3.

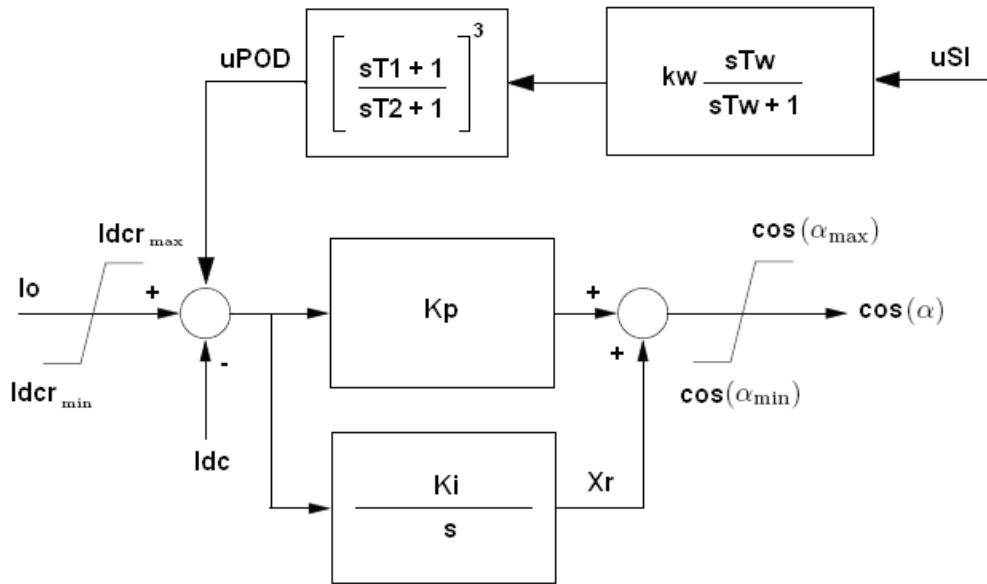


Figura 4.3 POD acoplado ao controlador de corrente constante.

A Tabela II mostra os parâmetros ajustados para a frequência natural de oscilação do modo crítico.

Tabela II
Parâmetros ajustados para o POD

Controlador POD	Kw	T1	T2
POD – corrente Idc	0,285	0,1153	0,0291

Para ilustrar a eficiência do POD, foi aplicado um degrau de 10% na potência mecânica do gerador ($\Delta P_{mec} = 10\%$).

A Figura 4.4 mostra a resposta no tempo após a aplicação de um degrau de 10% no torque mecânico, bem como o comportamento oscilatório devido à perda de estabilidade do gerador e um comportamento amortecido com presença do POD acoplado ao HVDC. O elo HVDC tende a diminuir as oscilações e estabilizar o sistema quando há a inclusão do POD. No entanto, como se pode observar, a simples presença do HVDC não foi capaz de inserir torque de amortecimento suficiente para estabilizar o sistema, objetivo atingido apenas quando o POD é acoplado ao controlador de corrente constante do retificador.

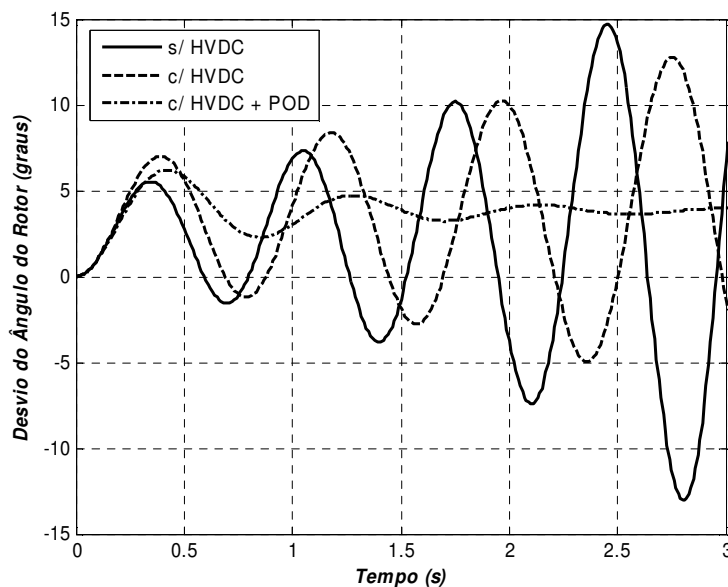


Figura 4.4 Oscilações do ângulo do rotor após perturbação de 10% na potência mecânica.

O controlador de corrente constante tem a função de zerar o erro de corrente

após uma perturbação conforme pode ser observado na Figura 4.5. Como houve um aumento na geração, parte da potência adicional flui pela linha CA paralela e outra parte pelo elo HVDC, pois este não foi modelado para o controle de potência constante.

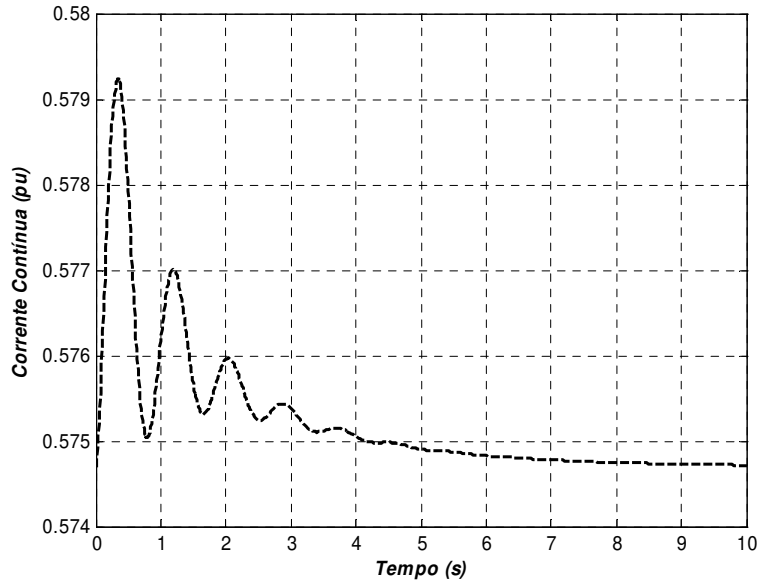


Figura 4.5 Variação da corrente contínua após um degrau de 10% no torque mecânico.

A Figura 4.6 mostra a potência ativa CC no retificador. Como se pode notar, essa potência assume um novo patamar devido ao aumento na geração. A Figura 4.7 mostra a tensão retificada, a qual também assumirá um novo valor pelo fato do elo HVDC ser de corrente constante, ou seja, se a potência aumenta, a tensão deve aumentar proporcionalmente para não variar a corrente.

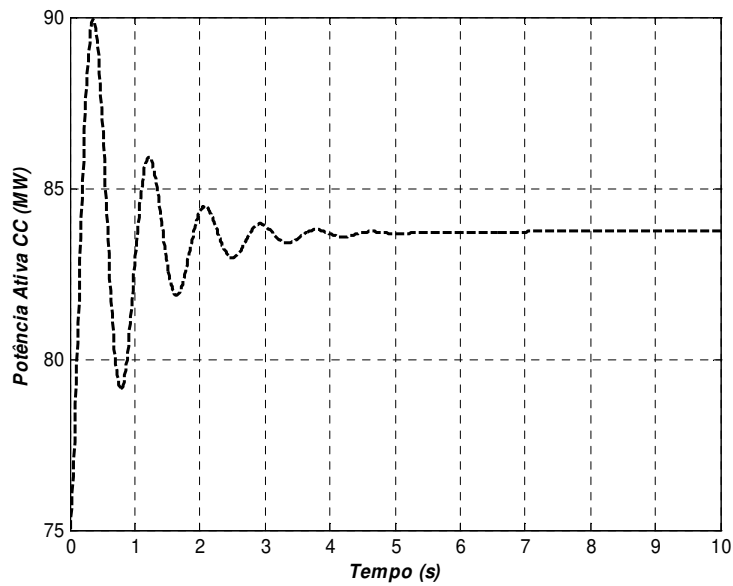


Figura 4.6 Resposta da potência ativa CC ao degrau de 10% no torque mecânico.

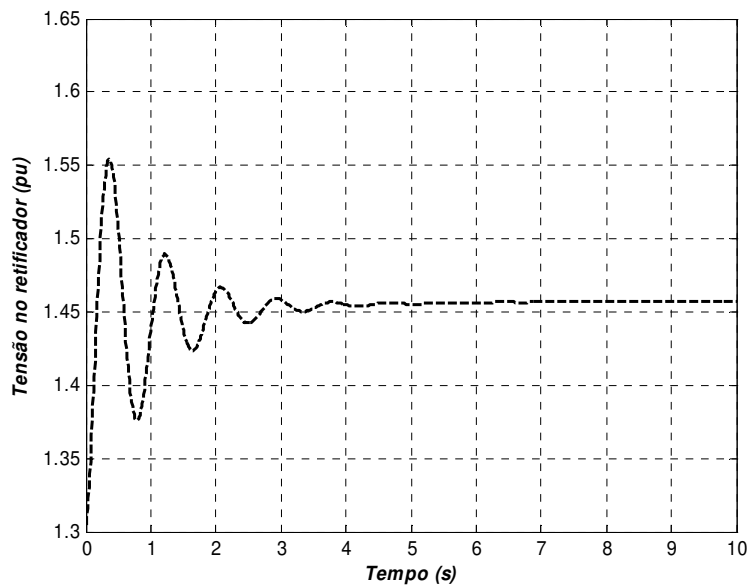


Figura 4.7 Resposta da tensão retificada ao degrau de 10% no torque mecânico.

É importante salientar que como houve um aumento na potência CC, para que houvesse um aumento da tensão retificada o ângulo de disparo do retificador teve que diminuir, sendo mostrado na Figura 4.8 a seguir.

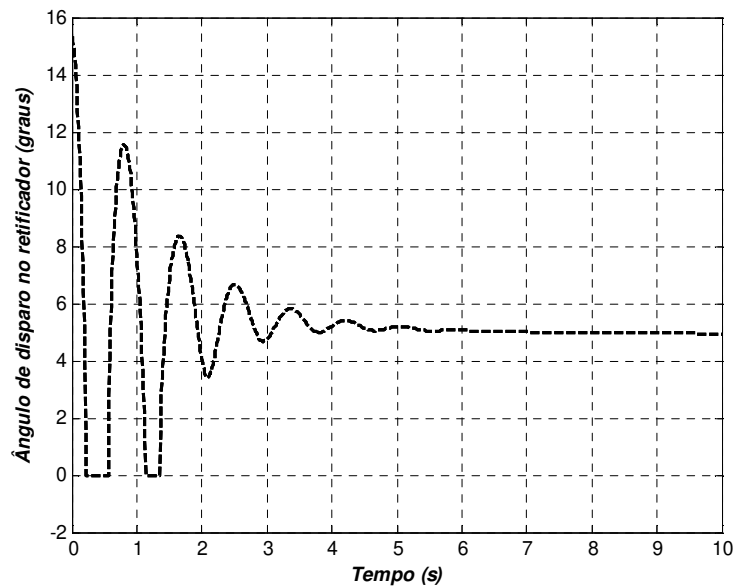


Figura 4.8 Reposta do ângulo de disparo do retificador ao degrau de 10% no torque mecânico.

4.3. Sistema Multimáquinas

Testes também foram conduzidos considerando o sistema teste da Figura 4.9, o qual é composto por quatro geradores e 11 barras [14]. Este sistema é simétrico de duas áreas, sendo largamente utilizado em trabalhos para estudos de oscilações de modo local e modo interárea. Embora seja um sistema de pequeno porte, sua estrutura e parâmetros são baseados em equipamentos reais, favorecendo a análise de vários efeitos dos modos de oscilação eletromecânicos.

O sistema de excitação está incluído no modelo dos geradores, sendo composto por excitatrizes CC com alto ganho e baixo tempo de resposta, $K_e = 200$ e $T_e = 0.01s$ respectivamente. O modo de operação normal do retificador é com controle de corrente constante e no inversor o ângulo de extinção é fixado no seu valor mínimo. O modelo das cargas é de potência constante e os reguladores de velocidade dos geradores foram desprezados. A corrente do elo foi ajustada para manter uma potência de 200MW no retificador. Foi escolhido G3 como máquina de referência e através da análise modal

foram identificados os modos de oscilação eletromecânicos conforme a Tabela III. Tais modos são compostos por dois modos locais e um modo interárea. Embora o sistema seja estável (todos os autovalores encontram-se no semiplano esquerdo do plano complexo), a proximidade do modo interárea do eixo imaginário afeta a segurança do sistema de duas formas: uma pequena perturbação pode levar o sistema a instabilidade oscilatória, ou mesmo permanecendo matematicamente estável, o baixo amortecimento das oscilações faz com estas perdurem por tempos suficientes para causar danos a equipamentos e/ou a atuação de dispositivos de proteção, levando ao desligamento de linhas e geradores. Isso faz com que o modo de oscilação interárea seja considerado o modo crítico cujo amortecimento se deseja aumentar com a inclusão do POD.

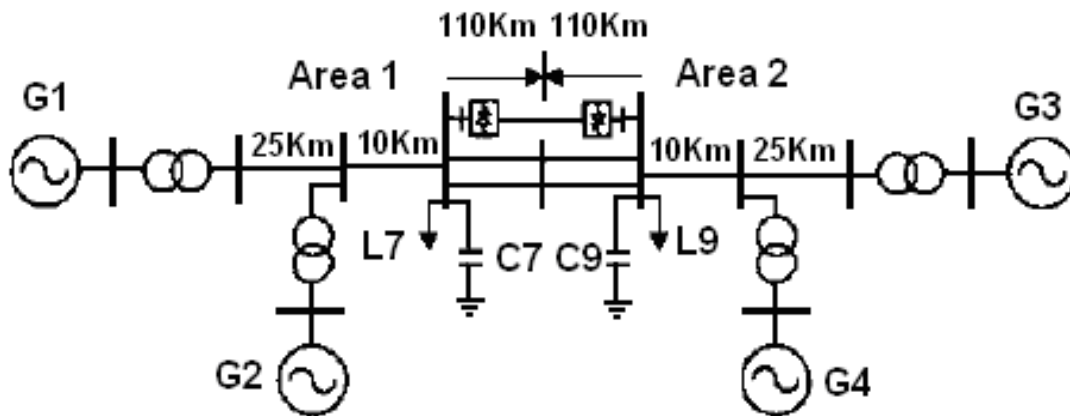


Figura 4.9 Sistema teste 2 áreas com HVDC.

Tabela III

Modos de oscilação eletromecânicos do sistema sem controlador POD

Autovalores	Frequência (Hz)	Taxa de amortecimento (%)	Geradores
$-0,5165 \pm j6,7089$	1,0678	7,68	G1 vs G2
$-0,5217 \pm j6,9140$	1,1004	7,52	G3 vs G4
$-0,0021 \pm j4,0016$	0,6369	0,053	G1,G2 vs G3,G4

Os ajustes dos parâmetros do controlador POD foram realizados através do seguinte procedimento:

- 1) Foi realizada a análise modal da matriz de estados do sistema, bem como o cálculo

dos fatores de participação. O fator de participação é uma ferramenta que fornece informações sob o ponto de vista de quais variáveis de estado são mais sensíveis (maiores fatores de participação) associadas a todos os dispositivos dinâmicos, bem como a escolha do melhor sinal que deverá ser aplicado ao POD para amortecer um determinado modo crítico.

Para um projeto eficiente do POD deve-se antes selecionar o sinal adequado do controlador, o que foi feito sendo a taxa de variação da potência na linha CA de intercâmbio paralela ao elo HVDC. Tendo sido determinado o modo crítico e sua frequência natural de oscilação pode-se dar continuidade ao projeto.

Na Figura 4.10 os maiores fatores de participação são das variáveis dos modos eletromecânicos dos geradores G1 e G2 referentes ao modo local 1, já na Figura 4.11 os maiores fatores de participação são das variáveis dos modos eletromecânicos dos geradores G3 e G4 referentes ao modo local 2 e finalmente a Figura 4.12 os maiores fatores de participação são das variáveis dos modos eletromecânicos dos geradores G1 e G3 referentes ao modo interárea.

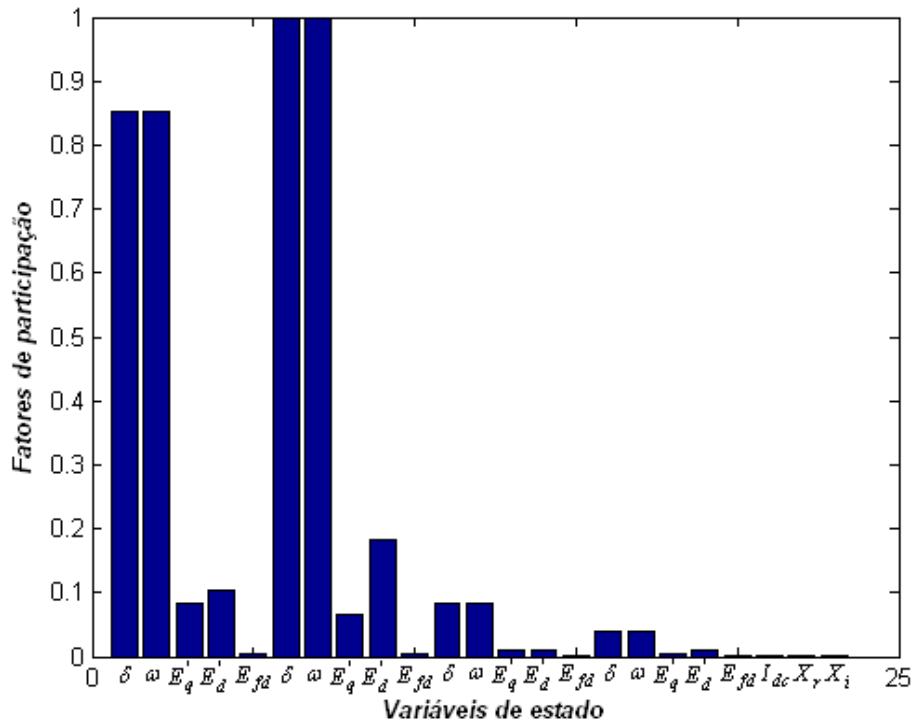


Figura 4.10 Fatores de Participação do modo local 1.

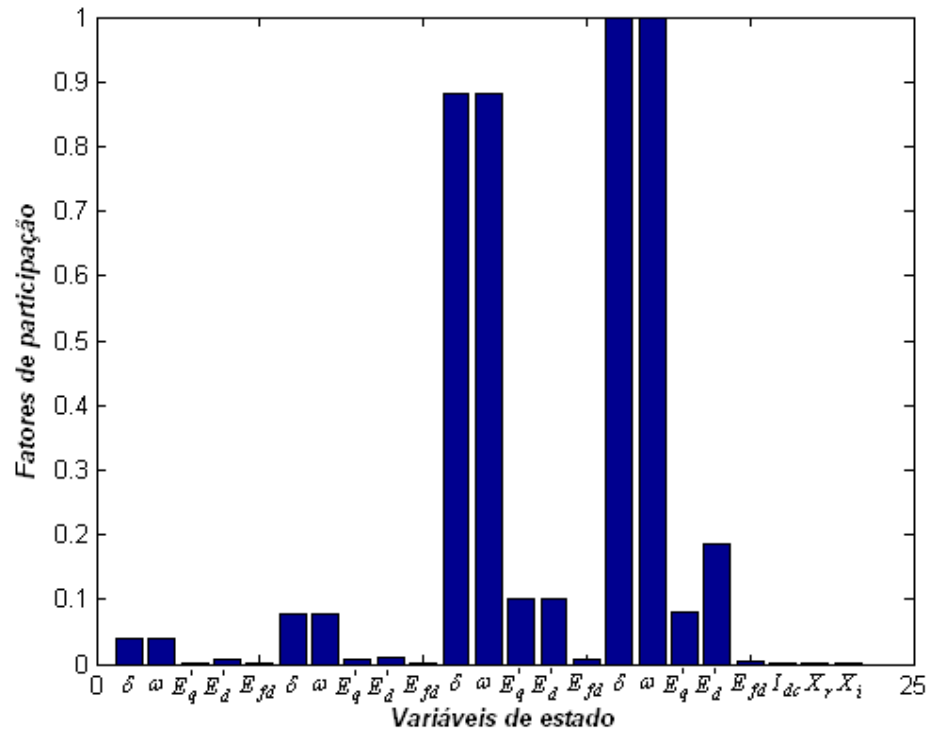


Figura 4.11 Fatores de Participação do modo local 2.

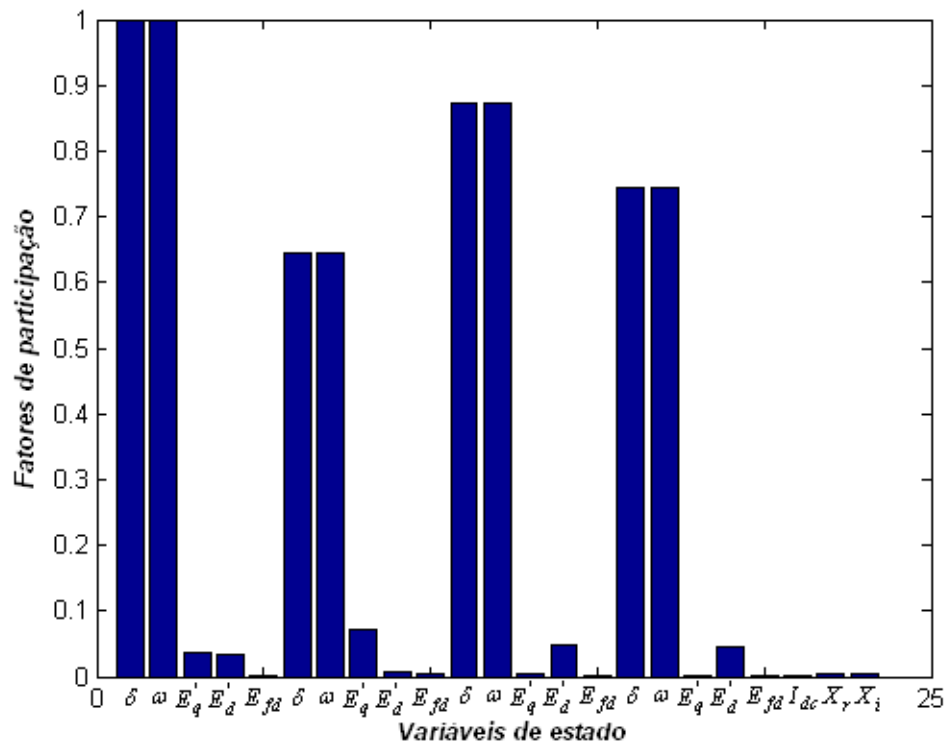


Figura 4.12 Fatores de Participação do modo interárea.

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 a montagem de sua função transferência. Com estes dados é possível agora determinar a fase a ser compensada pelo controlador e obter suas constantes de tempo T_1 e T_2 .

Através da ferramenta *root locus* é possível de forma gráfica realocar o pólo dominante referente ao modo de oscilação interárea no plano complexo para uma taxa de amortecimento requerida, por exemplo, 15% conforme mostrado na Tabela IV.

Os parâmetros ajustados para o controlador POD de acordo com os resultados da análise são:

$$T_1 = 0,4409s; T_2 = 0,1416s; K_w = 0,0116; T_w = 3s$$

Tabela IV

Modos de oscilação eletromecânicos do sistema com controlador POD

Autovalores	Frequência (Hz)	Taxa de amortecimento (%)	Geradores
$-0,4719 \pm j6,6876$	1,0644	7,04	G1 vs G2
$-0,6079 \pm j6,8982$	1,0979	8,78	G3 vs G4
$-0,5947 \pm j3,9491$	0,6285	14,89	G1,G2 vs G3,G4

Para ilustrar a eficiência do controlador no amortecimento das oscilações, foi aplicado um degrau de 10% no torque mecânico do Gerador 1.

A Figura 4.13 mostra as posições dos pólos com e sem a inclusão do POD. Pode-se observar que os modos locais quase não sofreram alterações devido à presença do POD, já o modo interárea sofreu grande alteração, pois o projeto foi feito para sua frequência.

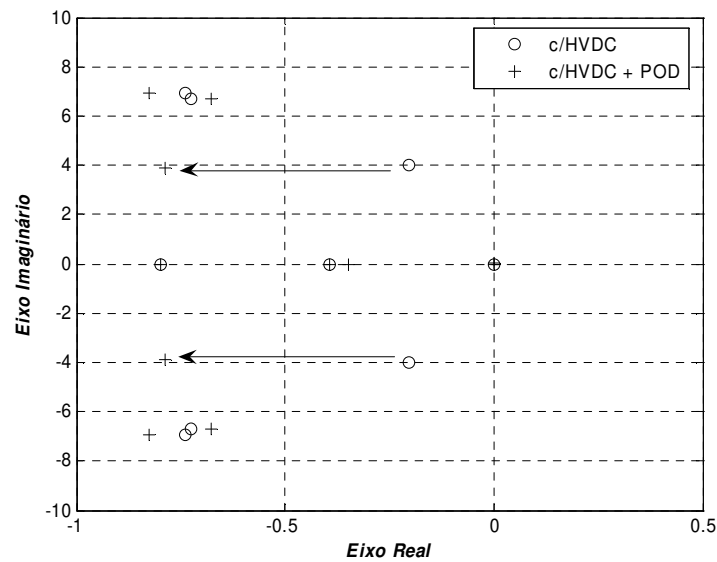


Figura 4.13 Localização dos pólos no plano complexo.

A Figura 4.14 mostra o desvio do ângulo do rotor do G1 relativo ao G3, a Figura 4.15 mostra o fluxo de potência ativa na linha CA de intercâmbio, a Figura 4.16 a potência ativa CC modulada no retificador e a Figura 4.17 a corrente no controlador de corrente constante.

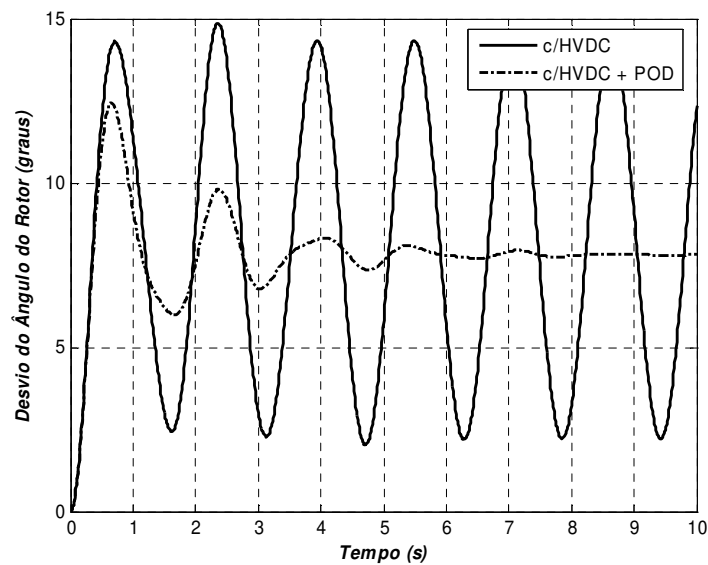


Figura 4.14 Desvio do ângulo do rotor após um degrau de 10% no torque mecânico de G1.

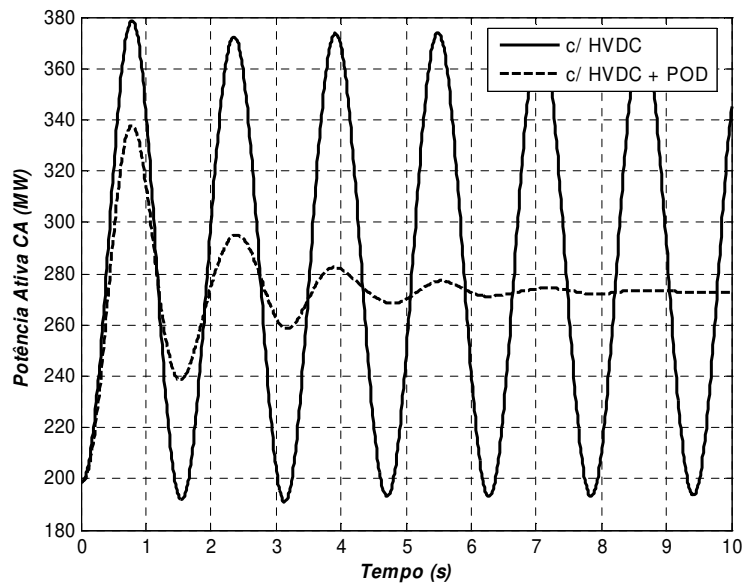


Figura 4.15 Variação da potência ativa na linha de intercâmbio após um degrau de 10% no torque mecânico de G1.

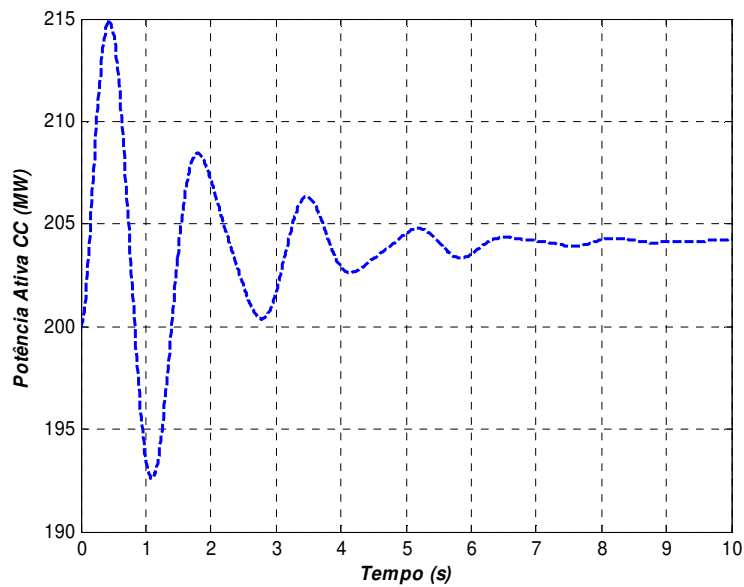


Figura 4.16 Potência ativa modulada no retificador na presença do POD após um degrau de 10% no torque mecânico de G1.

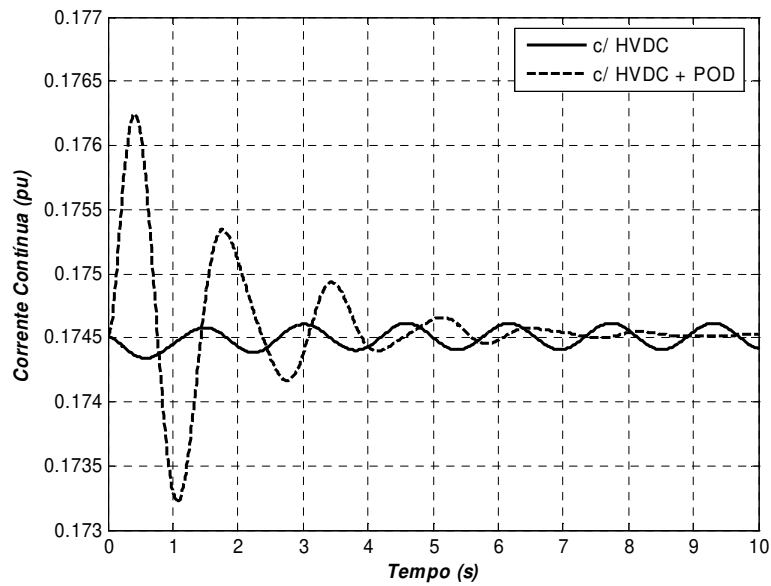


Figura 4.17 Resposta da corrente contínua no controlador de corrente constante do retificador após um degrau de 10% no torque mecânico de G1.

Assim como constatado para o sistema máquina-barramento infinito, os resultados obtidos para o sistema multimáquinas corroboram com a literatura, mostrando que o elo HVDC equipado com um controlador POD devidamente ajustado, pode fornecer ganho significativo em termos de amortecimento dos modos de oscilação eletromecânicos.

Capítulo 5

Conclusão e Sugestões para Trabalhos Futuros

Nesta dissertação de mestrado foi avaliado o impacto de um elo HVDC para o amortecimento de oscilações eletromecânicas de baixa frequência, conectado a um sistema CA. Foi constatado que apenas a presença do elo sem a inclusão do controlador é capaz de prover uma pequena melhoria no amortecimento das oscilações de potência nas linhas CA, bem como aumentar a margem de estabilidade de regime permanente e transitória, haja vista que o elo HVDC paralelo a uma linha CA conectados a uma determinada barra contribuiu para a diminuição da abertura angular desta linha bem como diminuição do ângulo de carga de um gerador que esteja conectado nesta mesma barra. Também foi possível mostrar que a inclusão do controlador POD mostrou-se bastante eficiente para o amortecimento do modo eletromecânico.

As análises de estabilidade e projeto do controlador foram feitas baseadas em técnicas de resposta em frequência e análise modal.

Os elos HVDC têm sido cada vez mais utilizados, pois os mesmos apresentam um rápido tempo de resposta no amortecimento das oscilações de potência, bem como são capazes de desacoplar dois sistemas CA evitando que perturbações de uma área do sistema afetem outra área. Também possuem uma alta controlabilidade dos fluxos de potência nas linhas CA adjacentes.

Para trabalhos futuros são sugeridas algumas aplicações do elo HVDC tais como:

- 1) Projeto de controladores POD utilizando técnicas de controle robusto, adaptativo e lógica fuzzy.
- 2) Inclusão de elos HVDC multiterminais nos sistemas elétricos de potência e seus impactos na operação e na estabilidade do sistema.

- 3) Avaliação e análise de desempenho dos elos HVDC para amortecimento de oscilações eletromecânicas quando o sistema sofre uma grande perturbação.
- 4) Amortecimento de oscilações eletromecânicas utilizando sinais suplementares nos controles de corrente ou potência dos elos HVDC baseados em Unidades de Medição Sincronizadas de Fasores.

Referências Bibliográficas

- [1] E. W. Kimbark, *Power System Stability*. Wiley & Sons, New York, 1956.
- [2] F. P. de Mello and C. Concordia, "Concepts of synchronous machine stability as affected by excitation control", *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-88, no. 4, pp. 316-329, April 1969.
- [3] W. G. Heffron and R. A. Phillips, "Effect of a modern amplidyne voltage regulator on under excited operation of large turbine generators", *AIEE Trans.*, vol. 71, pp. 692-697, 1952.
- [4] N. G. Hingorani and L. Gyugyi, *Concepts and Technology of Flexible AC Transmission System*. IEEE Press - John Wiley and Sons, 2000.
- [5] Y. H. Song and A. T. Johns, *Flexible AC Transmission System (FACTS)*, The Institute of Electrical Engineering, 1999.
- [6] S. M. Deckmann and V. F. da Costa, "A power sensitivity model for electromechanical oscillation studies", *IEEE Transaction on Power Systems*, vol. 9, no. 2, pp. 965-971, May 1994.
- [7] C. P. Steinmetz, "Power control and stability of electrical generating stations", *AIEE Trans.*, Part II, vol. 39 pp. 1215, July-December, 1920.
- [8] AIEE Subcommittee on Interconnections and Stability Factors, "First Report of Power System Stability," *AIEE Trans.*, pp. 261-282, February 1937.
- [9] S. B. Crary, *Power System Stability*, vol. II, John Wiley & Sons, Inc, 1947.
- [10] R. E. Doherty and C. A. Nickle, "Synchronous machines I and II", *AIEE Trans.*, vol. 45, pp. 912-947, 1926.
- [11] 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.
- [12] J. B. Ward and H. W. Hale, "Digital computer solution of power flow problems", *AIEE Trans. (Power App. Syst.)*, vol. 75, pp. 398-404, June 1956.
- [13] R. J. Brown and W. F. Tinney, "Digital solutions for large power networks", *AIEE Trans. (Power App. Syst.)*, vol. 76, pp. 347-355, June 1957.

- [14] P. Kundur, *Power System Stability and Control*, McGraw-Hill, 1994.
- [15] F. R. Schleif and J. H. White, "Damping for northwest-southwest tie line oscillations an analogic study", *IEEE Trans.*, vol. PAS 85, no. 12, pp. 1239-1247, 1966.
- [16] H. M. Ellis, J. E. Hardy, A. L. Blythe and J. W. Skooglund, "Dynamic stability of the peace river transmission system", *IEEE Trans.*, vol. PAS-85, pp. 586-600, 1966.
- [17] O. W. Hanson, C. J. Goodwing and P. L. Dandeno, "Influence of excitation and speed control parameters in Stabilizing intersystems oscillations", *IEEE Trans.*, vol. PAS-87, pp. 1306-1313, 1968.
- [18] F. R. Schleif, H. D. Hunkins, G. E. Martin and E. E. Hattan, "Excitation control to improve powerline stability", *IEEE Trans.*, vol. PAS-87, no. 6, pp. 1426-1434, 1968.
- [19] Y. Yu, *Electric Power System Dynamics*, (Book) Academic Press, 1983.
- [20] E. V. Larsen and D. A. Swan, "Applying power systems stabilizers", *IEEE Trans.*, Part I, II and III, vol. PAS-100, pp. 3017-3046, 1981.
- [21] E. H. Watanabe, P.G. Barbosa, K.C. Almeida and G.N. taranto, "Tecnologia FACTS – tutorial", *SBA Controle e Automação*, vol. 9, no. 1, pp.39-55, 1998.
- [22] 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 Transaction on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS -101, pp. 3117-3134, 1982.
- [23] H. M. Ayres, *Aplicação do Controlador UPFC para o Amortecimento de Oscilações Eletromecânicas em Sistemas Elétricos de Potência*, Tese de mestrado FEEC / UNICAMP, 2005.
- [24] R. Sadikovic, P. Korba and G. Andersson, "Application of FACTS devices for damping of power system oscillations", *Power Tech, 2005 IEEE San Petersburg, Russia*.
- [25] I. Kopcak, *Uma Plataforma Unificada para Análise de Sistemas Elétricos de Potência*, Tese de doutorado FEEC / UNICAMP, 2007.

- [26] J. Graham, G. Bilett e J. Johansson, “Interligações de sistemas elétricos através de elos HVDC”, *IX Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica (SEPOPE)*, Maio 2004.
- [27] IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions, “Definition and classification of power system stability”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 19, no. 3, pp. 1387-1401, 2004.
- [28] G. Asplund, “Sustainable energy systems with HVDC transmission”, *Power Engineering Society General Meeting 2004, IEEE*, vol. 2, no.10, pp. 2299-2303, 10 June 2004.
- [29] R. Rudervall y J. Johansson, “Interconexión de sistemas eléctricos con HVDC”, *Seminario Internacional de Interconexiones Regionales*, CIGRÉ, Noviembre 2003.
- [30] W. Long and S. Nilsson, “HVDC transmission: yesterday and today”, *IEEE Power and Energy Magazine*, April 2007.
- [31] W. Litzenberger and P. Lips, “Pacific HVDC intertie”, *IEEE Power and Energy Magazine*, April 2007.
- [32] 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.
- [33] M. Szechtman, P. S. Maruvada and R. N. Nayak, “800-KV HVDC on the horizon”, *IEEE Power and Energy Magazine*, April 2007.
- [34] A. R. Messina, J. Arroyo, N. Evaristo and I. Castillo T, “Damping of low-frequency interarea oscillation using HVDC modulation and SVC voltage support”, *Electric Power Components and Systems*, 31:389-402, 2003.
- [35] C. Hao, “Design of modulation controller to damp power oscillations of parallel ac line in the tianshenqiao to guangdong HVDC transmission”, *Tencon' 93. Proceedings. Computer, Communication, Control and Power Engineering. IEEE Region 10 Conference on*, vol. 5, no. 0, pp. 244-247, October 1993.
- [36] J. Arrilaga and B. Smith, *AC-DC Power System Analysis*, IEE Power and Energy Series 1998.
- [37] R. Schultz, “HVDC options today an underused and undervalued solution”,

- IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 5, no. 2, pp. 94-96, March-April 2007.
- [38] M. Henderson, J. Gagnon, D. Bertagnolli, B. Hosie, G. L. DeShazo and W. Silverstein, "Building a plan for HVDC", *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 5, no. 2, pp. 52-60, March-April 2007.
- [39] V. K. Sood, *HVDC and FACTS Controllers, Applications of Static Converters in the Power Systems*, TLF eBook 2004.
- [40] J. Arrilaga and N. R. Watson, *Computer Modelling of Electrical Power Systems*, Second Edition, Wiley 2001.
- [41] A. Panosyan, B.R. Oswald, "Modified newton-raphson load flow analysis for integrated ac/dc power systems", *Universities Power Engineering Conference 2004*, UPEC 2004 39th International, vol. 3, September 2004.
- [42] H. A. Sanghavi and S. K. Banerjee, "Load flow analysis of integrated ac-dc power systems", *TENCON'89. Fourth IEEE Region 10 International Conference*, November 1989
- [43] P. M. Anderson and A. Fouad, "Power system control and stability". *IEEE Press* – John Wiley and Sons, 2003.
- [44] N. Martins and L. Lima, "Eigenvalue and frequency domain of small-signal electromechanical stability problems", *IEEE Symposium on application of Eigen analysis and frequency domain methods for system dynamic performance*, vol. Special publication 90TH0293-3 PWR, pp.17-33, 1990.
- [45] L. Rouco 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.
- [46] 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.
- [47] H. Liu and Z. Xu, "Parameters tuning of HVDC small-signal modulation controllers based on test signal", in *Proc. 2003 IEEE-PES General Meeting*, vol. 4, pp. 2527-2531.
- [48] R. C. Dorf and R. H. Bishop, *Modern Control System*, 9th ed. Reading, MA:

Addison-Wesley, 2001.

- [49] B. C. Kuo and M. F. Golnaragui, *Automatic Control System*, 8th ed. New York: Wiley, 2003.
- [50] F. Milano, "PSAT, MATLAB-based on power system analysis toolbox", *disponível em <http://www.power.uwaterloo.ca/~fmilano>*, June 2008.
- [51] Y. Huang and Z. Xu, "HVDC supplementary controller based on synchronized phasor measurement units", *IEEE Power Systems Conference and Exposition*, vol. 2, no. 10, pp. 668-672, October 2004.

Apêndice A

Matriz Jacobiana CA-CC para o modelo completo do Gerador no Barramento Infinito (Figura 4.1) incluindo as equações diferenciais do elo HVDC.

Para rodar o fluxo de potência, as três equações diferenciais do elo HVDC são feitas iguais a zero, ou seja, fazendo $\dot{I}_{dc} = \dot{X}_r = \dot{X}_i = 0$, tem-se:

$$F_{x1} = (V_{dcr} - V_{dci} - R_{dc} I_{dc}) / L_{dc}$$

$$F_{x2} = \frac{K_i}{K_p} (\cos \alpha - X_r)$$

$$F_{x3} = \frac{K_i}{K_p} (\cos \gamma - X_i)$$

É importante salientar que esta matriz Jacobiana é uma matriz expandida apenas para a resolução do fluxo de potência e obtenção do ponto de operação para as variáveis da rede e para as variáveis do elo HVDC. Os *mismatches* de potência em todas as barras do sistema, inclusive nas barras terminais do retificador e inversor devem ser satisfeitos em qualquer instante.

$$\begin{bmatrix} \Delta F_{x1} \\ \Delta F_{x2} \\ \Delta F_{x3} \\ \Delta P_{convr} \\ \Delta P_{convi} \\ \Delta Q_{convr} \\ \Delta Q_{convi} \\ \Delta H_{1r} \\ \Delta H_{2r} \\ \Delta H_{3r} \\ \Delta H_{4r} \\ \Delta H_{1i} \\ \Delta H_{2i} \\ \Delta H_{3i} \\ \Delta H_{4i} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial F_{x1}}{\partial I_{dc}} & 0 & 0 & 0 & \frac{\partial F_{x1}}{\partial V_{dcr}} & 0 & 0 & 0 & \frac{\partial F_{x1}}{\partial V_{dci}} & 0 & 0 & 0 & \frac{\partial F_{x1}}{\partial \cos \alpha} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \frac{\partial F_{x2}}{\partial X_r} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{\partial F_{x2}}{\partial \cos \alpha} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \frac{\partial F_{x3}}{\partial X_i} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{\partial F_{x3}}{\partial \cos \gamma} \\ \frac{\partial P_{dcr}}{\partial I_{dc}} & 0 & 0 & \frac{\partial P_{convr}}{\partial \theta_{convr}} & \frac{\partial P_{convr}}{\partial \theta_{convi}} & \frac{\partial P_{convr}}{\partial V_{convr}} & \frac{\partial P_{convr}}{\partial V_{convi}} & \frac{\partial P_{dcr}}{\partial V_{dcr}} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \frac{\partial P_{dci}}{\partial I_{dc}} & 0 & 0 & \frac{\partial P_{convi}}{\partial \theta_{convr}} & \frac{\partial P_{convi}}{\partial \theta_{convi}} & \frac{\partial P_{convi}}{\partial V_{convr}} & \frac{\partial P_{convi}}{\partial V_{convi}} & 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{\partial P_{dci}}{\partial V_{dci}} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \frac{\partial Q_{dcr}}{\partial I_{dc}} & 0 & 0 & \frac{\partial Q_{convr}}{\partial \theta_{convr}} & \frac{\partial Q_{convr}}{\partial \theta_{convi}} & \frac{\partial Q_{convr}}{\partial V_{convr}} & \frac{\partial Q_{convr}}{\partial V_{convi}} & \frac{\partial Q_{dcr}}{\partial V_{dcr}} & 0 & \frac{\partial Q_{dcr}}{\partial S_{dcr}} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \frac{\partial Q_{dci}}{\partial I_{dc}} & 0 & 0 & \frac{\partial Q_{convi}}{\partial \theta_{convr}} & \frac{\partial Q_{convi}}{\partial \theta_{convi}} & \frac{\partial Q_{convi}}{\partial V_{convr}} & \frac{\partial Q_{convi}}{\partial V_{convi}} & 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{\partial Q_{dci}}{\partial V_{dci}} & 0 & \frac{\partial Q_{dci}}{\partial S_{dci}} & 0 & 0 \\ \frac{\partial H_{1r}}{\partial I_{dc}} & 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{\partial H_{1r}}{\partial V_{convr}} & 0 & \frac{\partial H_{1r}}{\partial V_{dcr}} & 0 & 0 & \frac{\partial H_{1r}}{\partial \cos \alpha} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{\partial H_{2r}}{\partial I_{dcr}} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \frac{\partial H_{3r}}{\partial I_{dc}} & 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{\partial H_{3r}}{\partial V_{convr}} & 0 & 0 & 0 & \frac{\partial H_{3r}}{\partial S_{dcr}} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \frac{\partial H_{4r}}{\partial I_{dc}} & \frac{\partial H_{4r}}{\partial X_r} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{\partial H_{4r}}{\partial I_{dcr}} & 0 & \frac{\partial H_{4r}}{\partial \cos \alpha} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \frac{\partial H_{1i}}{\partial I_{dc}} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{\partial H_{1i}}{\partial V_{convi}} & 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{\partial H_{1i}}{\partial V_{dci}} & 0 & 0 & 0 & \frac{\partial H_{1i}}{\partial \cos \gamma} \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{\partial H_{2i}}{\partial I_{dci}} & 0 & 0 & 0 \\ \frac{\partial H_{3i}}{\partial I_{dc}} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{\partial H_{3i}}{\partial V_{convi}} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{\partial H_{3i}}{\partial S_{dci}} & 0 & 0 \\ \frac{\partial H_{4i}}{\partial I_{dc}} & 0 & \frac{\partial H_{4i}}{\partial X_i} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{\partial H_{4i}}{\partial I_{dci}} & 0 & \frac{\partial H_{4i}}{\partial \cos \gamma} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta I_{dc} \\ \Delta X_r \\ \Delta X_i \\ \Delta \theta_{convr} \\ \Delta \theta_{convi} \\ \Delta V_{convr} \\ \Delta V_{convi} \\ \Delta V_{dcr} \\ \Delta I_{dcr} \\ \Delta S_{dcr} \\ \Delta \cos \alpha \\ \Delta V_{dci} \\ \Delta I_{dci} \\ \Delta S_{dci} \\ \Delta \cos \gamma \end{bmatrix}$$

Apêndice B

- Gerador

Coeficientes de Sensibilidade de Potência Ativa

$$A_{1g} = \frac{\partial P_g}{\partial(\delta - \theta_t)} = \frac{E'_q V_t}{X'_d} \cos(\delta - \theta_t) + V_t^2 \cos 2(\delta - \theta_t) \left(\frac{1}{X_q} - \frac{1}{X'_d} \right) \quad (B.1)$$

$$A_{2g} = \frac{\partial P_g}{\partial E'_q} = \frac{V_t}{X'_d} \sin(\delta - \theta_t) \quad (B.2)$$

$$A_{3g} = \frac{\partial P_g}{\partial V_t} = \frac{E'_q}{X'_d} \sin(\delta - \theta_t) + V_t \sin 2(\delta - \theta_t) \left(\frac{1}{X_q} - \frac{1}{X'_d} \right) \quad (B.3)$$

Coeficientes de Sensibilidade de Potência Reativa

$$R_{1g} = \frac{\partial Q_g}{\partial(\delta - \theta_t)} = -\frac{E'_q V_t}{X'_d} \sin(\delta - \theta_t) - V_t^2 \sin 2(\delta - \theta_t) \left(\frac{1}{X_q} - \frac{1}{X'_d} \right) \quad (B.4)$$

$$R_{2g} = \frac{\partial Q_g}{\partial E'_q} = \frac{V_t}{X'_d} \cos(\delta - \theta_t) \quad (B.5)$$

$$R_{3g} = \frac{\partial P_g}{\partial V_t} = \frac{E'_q}{X'_d} \cos(\delta - \theta_t) - V_t \left[(1 - \cos 2(\delta - \theta_t)) \left(\frac{1}{X_q} - \frac{1}{X'_d} \right) \right] - 2 \frac{V_t}{X'_d} \quad (B.6)$$

Coeficientes de Reação de Armadura

$$K_V = \left(\frac{X_d - X'_d}{X'_d} \right) \cos(\delta - \theta_t) \quad (B.7)$$

$$K_A = \left(\frac{X_d - X'_d}{X'_d} \right) \sin(\delta - \theta_t) \quad (B.8)$$

- Rede

Coeficientes de Sensibilidade de Potência Ativa

$$A_{1f} = \frac{\partial P_f}{\partial \theta_t} = \frac{V_t V_0}{X_f} \cos \theta_t \quad (B.9)$$

$$A_{2f} = \frac{\partial P_f}{\partial V_t} = \frac{V_0}{X_f} \sin \theta_t \quad (\text{B.10})$$

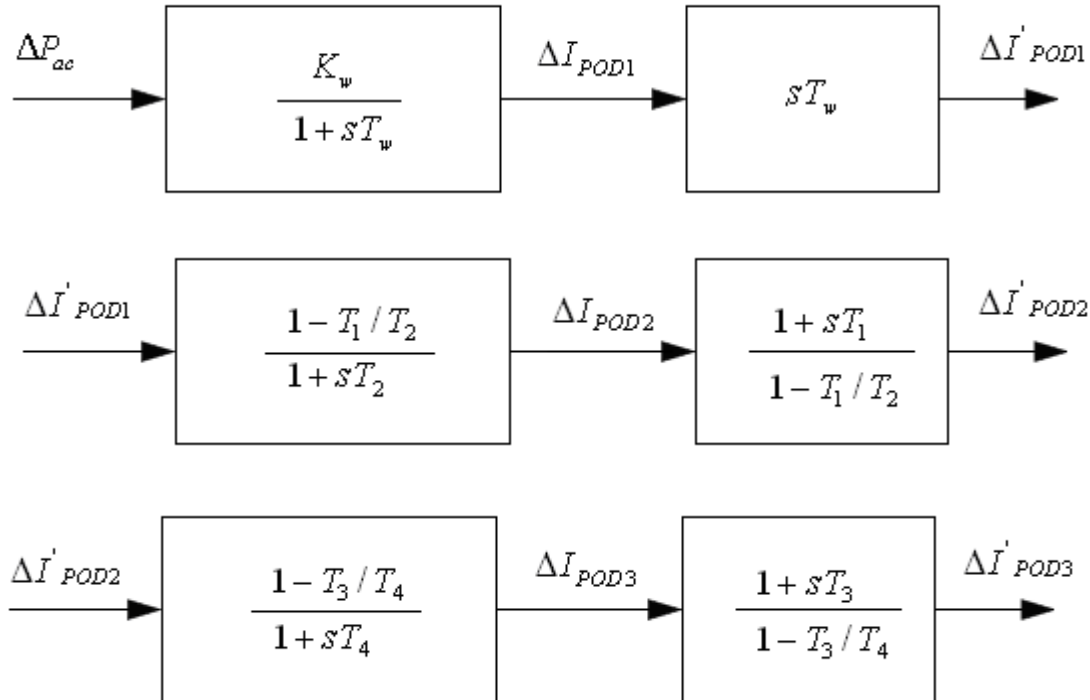
Coeficientes de Sensibilidade de Potência Reativa

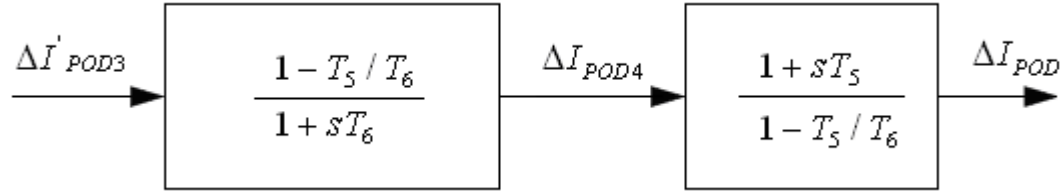
$$R_{1f} = \frac{\partial Q_f}{\partial \theta_t} = \frac{V_t V_0}{X_f} \sin \theta_t \quad (\text{B.11})$$

$$R_{2f} = \frac{\partial Q_f}{\partial V_t} = 2 \frac{V_t}{X_f} - \frac{V_0}{X_f} \cos \theta_t \quad (\text{B.12})$$

- POD

Para obtenção das equações diferenciais e algébrica do POD, o diagrama de blocos da Figura 3.9 pode ser recolocado da seguinte forma:





Equações do POD para o Modelo de 4ª Ordem Linearizado

$$\Delta \dot{I}_{POD1} = \frac{1}{T_w} (K_w \Delta P_{ac} - \Delta I_{POD1}) \quad (B.13)$$

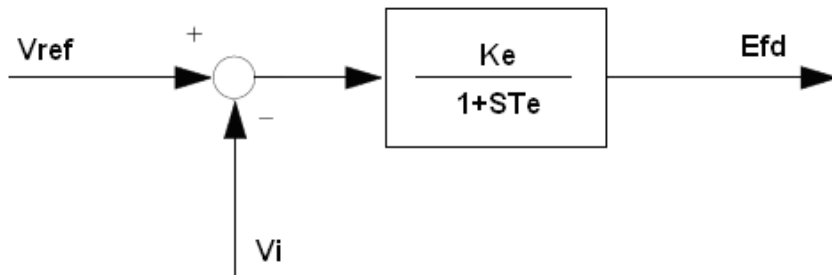
$$\Delta \dot{I}_{POD2} = \frac{1}{T_2} \left[(K_w \Delta P_{ac} - \Delta I_{POD1}) \left(1 - \frac{T_1}{T_2} \right) - \Delta I_{POD2} \right] \quad (B.14)$$

$$\Delta \dot{I}_{POD3} = \frac{1}{T_4} \left[\left(1 - \frac{T_3}{T_4} \right) \left[\Delta I_{POD2} + \frac{T_1}{T_2} (K_w \Delta P_{ac} - \Delta I_{POD1}) \right] - \Delta I_{POD3} \right] \quad (B.15)$$

$$\Delta \dot{I}_{POD4} = \frac{1}{T_6} \left[\left(1 - \frac{T_5}{T_6} \right) \left[\Delta I_{POD3} + \frac{T_3}{T_4} \left[\Delta I_{POD2} + \frac{T_1}{T_2} (K_w \Delta P_{ac} - \Delta I_{POD1}) \right] \right] - \Delta I_{POD4} \right] \quad (B.16)$$

$$\Delta I_{POD} = \Delta I_{POD4} + \frac{T_5}{T_6} \left[\Delta I_{POD3} + \frac{T_3}{T_4} \left[\Delta I_{POD2} + \frac{T_1}{T_2} (K_w \Delta P_{ac} - \Delta I_{POD1}) \right] \right] \quad (B.17)$$

Diagrama de Blocos da Excitatriz Estática



Apêndice C

Dados dos Sistemas

Este apêndice apresenta os dados do sistema máquina no barramento infinito (Figura 4.1) e do sistema multimáquinas (Figura 4.9) apresentados no Capítulo 4.

Gerador no Barramento Infinito

Todos os dados estão em pu na base de 100 MVA. Os dados dos parâmetros do gerador são:

$$\begin{array}{lll} H = 5,0s & K_D = 0 & X_d = 0,5 \\ X_q = 0,5 & X'_d = 0,3 & T'_{do} = 6,0s \end{array}$$

Os dados do regulador de tensão e linha de transmissão são:

$$K_e = 200 \quad T_e = 0,01s \quad X_L = 0,3$$

Os dados do elo HVDC são:

$$\begin{array}{lll} I_0 = 0,5747 & \gamma_{\min} = 20^\circ & R_{dc} = 0,0334 \\ L_{dc} = 0,0107 & K_p = 35 & K_i = 20 \\ X_{cr} = 0,126 & X_{ci} = 0,0728 & K_l = 1,3437 \\ a_r = 1,05 & a_i = 1,05 & \end{array}$$

Sistema Multimáquinas

O sistema consiste de duas áreas similares conectadas por uma linha fraca. Cada área consiste de duas máquinas tendo uma potência de 900 MVA e tensão de 20KV nominais respectivamente. Os geradores são representados por um modelo de 4ª ordem incluindo regulador automático de tensão de 1ª ordem.

Os dados dos parâmetros dos geradores estão em pu nas bases de 900 MVA e 20 KV dados por:

$$\begin{array}{llll} X_d = 1,8 & X_q = 1,7 & X'_d = 0,3 & X'_q = 0,55 \\ K_D = 0 & T'_{do} = 8,0s & T'_{qo} = 0,4s & r_a = 0,0025 \\ H = 6,5s \text{ (G1; G2)} & & H = 6,175s \text{ (G3; G4)} & \end{array}$$

Os parâmetros do regulador são os mesmo para o sistema gerador no barramento infinito.

Cada transformador tem uma impedância de $0+j0,15$ pu nas bases de 900MVA e 20/230KV. A tensão nominal do sistema é 230KV. Os parâmetros das linhas estão em pu/Km nas bases de 100 MVA e 230 KV. Os comprimentos das linhas podem ser obtidos da Figura 4.9.

$$R = 0,0001 \text{ pu / Km} \quad X_L = 0,001 \text{ pu / Km} \quad b_c = 0,00175 \text{ pu / Km}$$

A corrente do elo HVDC foi ajustada para uma potência de 200 MW e os dados são:

$$\begin{array}{lll} I_0 = 0,1745 & \gamma_{\min} = 20^\circ & R_{dc} = 0,0334 \\ L_{dc} = 0,0107 & K_p = 35 & K_i = 20 \\ X_{cr} = 0,126 & X_{ci} = 0,0728 & K_1 = 1,3437 \\ a_r = 1,05 & a_i = 1,05 & \end{array}$$

Apêndice D

Artigos Publicados/Submetidos Durante o Mestrado

- Diogo T. Custódio, Rodrigo O. Paccini, Igor Kopcak and Vivaldo F. da Costa, “Power Oscillation Damping Controller Design to Small Signal Modulation in AC/DC Systems”, submetido ao IEEE General Meeting 2009, Calgary, Canadá.
- Diogo T. Custódio, Rodrigo O. Paccini, Igor Kopcak and Vivaldo F. da Costa, “Impact of a Power Oscillation Damping Controller on Small Signal Stability of AC/DC Systems”, submetido a 2nd International Youth Conference on Energetics 2009, Budapeste, Hungria.
- Diogo T. Custódio, Rodrigo O. Paccini, Igor Kopcak and Vivaldo F. da Costa, “Efeitos do Elo de Corrente Contínua na Estabilidade de Pequenos Sinais em Sistemas de Energia Elétrica”, submetido ao 8º Congresso Latino Americano em Geração e Transmissão de Energia, CLAGTEE 2009, Ubatuba, Brasil.
- Rodrigo O. Paccini, Diogo T. Custódio, Igor Kopcak and Vivaldo F. da Costa, “Application of HVDC Modulation in Damping Intertie Lines Frequency Oscillations”, submetido a 2nd International Youth Conference on Energetics 2009, Budapeste, Hungria.
- Rodrigo O. Paccini, Diogo T. Custódio, Igor Kopcak and Vivaldo F. da Costa, “Estabilização de Oscilações de Frequência de Linhas de Intercâmbio Através de um Elo CC”, submetido ao 8º Congresso Latino Americano em Geração e Transmissão de Energia, CLAGTEE 2009, Ubatuba, Brasil.