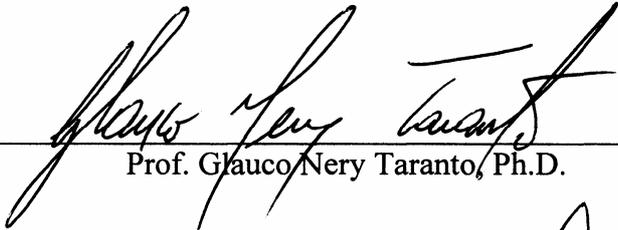


ANÁLISE MODAL NO SISTEMA ELÉTRICO PERUANO

Juan Ernesto Velásquez Sevillano

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DA COORDENAÇÃO DOS PROGRAMAS DE PÓS-GRADUAÇÃO DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM CIÊNCIAS EM ENGENHARIA ELÉTRICA.

Aprovada por:



Prof. Glauco Nery Taranto, Ph.D.



Dr. Nelson Martins, Ph.D.



Prof. Antônio Carlos Ferreira, Ph.D.

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL.

DEZEMBRO DE 2005

SEVILLANO, JUAN ERNESTO VELÁSQUEZ

Análise Modal no Sistema Elétrico Peruano
[Rio de Janeiro] 2005

XVI, 163 p. 29,7 cm (COPPE/UFRJ, M.Sc.,
Engenharia Elétrica, 2005)

Dissertação - Universidade Federal do Rio de
Janeiro, COPPE

1. Estabilidade 2. Análise Modal 3. Pequenas
perturbações.

I. COPPE/UFRJ II. Título (série)

A meus queridos pais, Ernesto e Gloria.

À minha amada esposa Silvia e às nossas adoráveis filhas Andréa e Daniela.

AGRADECIMENTOS

A Deus, que se não fosse a sua presença, nenhuma parte deste trabalho teria existido.

À minha adorada esposa Silvia e às nossas adoráveis filhas, Andréa e Daniela pela demonstração de amor, carinho e compreensão durante esta etapa tão importante de nossas vidas.

Ao Prof. Glauco Nery Taranto, orientador deste trabalho, por suas valiosas sugestões no desenvolvimento do mesmo.

Ao Dr. Nelson Martins, pelo seu ensino da análise modal em sistemas elétricos de potência de grande porte.

À COPPE em especial aos professores Alquindar de Souza Pedroso, Antônio Carlos Ferreira, Antônio Carlos Siqueira de Lima, Carmen Lucia Tancredo Borges, Djalma Mosqueira Falcão, Sandoval Carneiro Jr. e Sebastião Ércules Melo de Oliveira, por terem enriquecido meus conhecimentos através das aulas ministradas nas disciplinas de Mestrado.

Aos colegas do LASPOT (Gisella, Suzana, Tatiana Souza, Tatiana Mariano, Hélio, Enrique, Jorge, Marcelo, Otto, Paulino, Sergio, Thales, Thiago, Vinicius, Vitor, Waltencir e Zulmar), cujo ambiente de integração familiar minimizou a minha saudade de casa.

Ao CEPEL, pela licença de uso acadêmico dos programas **Anarede** e **PacDyn**.

Aos membros da equipe de desenvolvimento do software **PacDyn**, Alex de Castro, Antonio Luiz Bergamo Do Bomfim, Paulo Eduardo Martins Quintão e Sérgio Gomes Junior, pelo apoio e sugestões no uso dessa ferramenta de análise modal.

Aos engenheiros Alberto Muñante, Carlos Ariel Naranjo e Julián Cadavid da REP, pelo apoio para minha vinda ao Brasil.

Aos meus amigos Francisco Torres e Walter Martin Huamán, por terem me orientado e encorajado até o fechamento deste trabalho.

À CAPES e ao CNPq, pelo suporte financeiro durante o tempo do Mestrado.

A todos aqueles que, direta ou indiretamente, contribuíram para o sucesso do presente trabalho.

Resumo da Dissertação apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.)

ANÁLISE MODAL NO SISTEMA ELÉTRICO PERUANO

Juan Ernesto Velásquez Sevillano

Dezembro/2005

Orientador: Glauco Nery Taranto

Programa: Engenharia Elétrica

Este trabalho apresenta uma aplicação da análise modal no “Sistema Elétrico Peruano”, com o intuito de diagnosticar e apresentar novas soluções ao problema de oscilações eletromecânicas.

Técnicas de lugar-das-raízes, fatores de participação, resíduos de funções de transferência, “mode-Shapes” e mapa de pólos e zeros são utilizados no diagnóstico e solução do problema abordado.

Os estudos são realizados em cenários de cheia e estiagem em cargas leve, média e pesada. Um dos cenários apresenta o modo entre áreas Norte/Sul instável. Técnicas de controle clássico e utilizando algoritmos genéticos são empregados no ajuste de estabilizadores de potência descentralizados para amortecer todos os modos do sistema.

Abstract of Dissertation presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)

MODAL ANALYSIS IN THE PERUVIAN ELECTRICAL SYSTEM

Juan Ernesto Velásquez Sevillano

December/2005

Advisor: Glauco Nery Taranto

Department: Electric Engineering

This work presents an application of modal analysis in the “Peruvian Electrical System”, with the primary objective to analyse and propose new solutions to its electromechanical oscillation problem.

Root-locus, participation factors, transfer function residues, mode-shapes and pole/zero map are used to solve the studied problem.

The studies are done in wet and dry scenarios and with maximum, median and minimum loading. One unstable North/South interarea mode is present in one of the scenarios. Classical control techniques and a genetic algorithm-based technique are used to design decentralized power system stabilizers to damp all system modes.

Índice

Capítulo 1	Introdução	1
1.1	Visão Global	1
1.2	Motivação	2
1.3	Contribuições	3
1.4	Escopo da Tese	4
Capítulo 2	Fundamentos da Análise Modal	5
2.1	Revisão bibliográfica	5
2.2	Estabilidade de sistemas de potência	7
2.2.1	Classificação	7
2.2.2	Estabilidade do ângulo de rotor	9
2.2.3	Estabilidade angular frente a pequenas perturbações	11
2.3	Representação dos sistemas dinâmicos no espaço de estados	13
2.4	Propriedades da matriz de estado	18
2.4.1	Autovalores	18
2.4.2	Autovetores	18
2.4.3	Matrizes Modais	19
2.4.4	Movimento livre de um sistema dinâmico	19
2.4.5	Autovalores e estabilidade	21
2.4.6	Mode-Shapes e autovetores	23
2.4.7	Fator de Participação	24
2.4.8	Controlabilidade e Observabilidade	25
2.4.9	Função de Transferência e Espaço de Estados	26
2.5	Modelo dinâmico de um sistema elétrico de potência	27
2.6	Projeto de estabilizadores de sistemas elétricos de potência descentralizados	31
2.6.1	Considerações gerais	31
2.6.2	Estabilizadores de sistemas de potência (<i>PSS's</i>)	32
2.6.3	Projeto via Lugar das Raízes ou Ângulo de Partida	33
2.6.4	Projeto coordenado do ajuste de estabilizadores descentralizados via Algoritmos Genéticos	35
Capítulo 3	O Sistema Elétrico Peruano	40
3.1	Considerações gerais	40
3.2	Histórico da evolução do SEP	40
3.3	Configuração atual do SEP	41
3.4	Potência e energia do SEP	41
3.5	O problema das oscilações no SEP	43
3.5.1	Interligação Lima-Chimbote	43
3.5.2	Estabilizadores Existentes no SEP	47
3.5.3	Cenários típicos	48
Capítulo 4	Metodologia Utilizada	49
4.1	Etapa 1: Elaboração da base de dados do SEP	49
4.1.1	Programas utilizados	49
4.1.2	Base de dados	49

4.1.3	Modelagem da carga	52
4.2	Etapa 2: Validação da base de dados do SEP	52
4.3	Etapa 3: Ajuste coordenado dos estabilizadores descentralizados	54
4.3.1	Cálculo dos autovalores e identificação dos modos eletromecânicos	55
4.3.2	Caracterização dos modos eletromecânicos menos amortecidos.....	56
4.3.3	Escolha das melhores máquinas para o amortecimento do sistema.....	58
4.3.4	Aplicação do algoritmo genético (AG).....	64
4.3.5	Aplicação do lugar das raízes	65
4.3.6	Sensibilidade do ajuste dos estabilizadores	65
4.4	Etapa 4: Simulações no tempo	67
Capítulo 5	Resultados das Simulações.....	68
5.1	Considerações gerais	68
5.1.1	Resultados dos fluxos de carga para os 7 cenários estudados	68
5.1.2	Modos eletromecânicos	72
5.1.3	Avaliação do reajuste dos estabilizadores existentes e ou localização de novos estabilizadores	75
5.2	Projeto do PSS Tala13	78
5.2.1	Modos com o PSS Tala13 desligado.....	78
5.2.2	Modelo do PSS a ser utilizado	79
5.2.3	Resíduo da função de transferência $\Delta PT/\Delta VREF$	79
5.2.4	Mapa de pólos e zeros (Proximidade de zeros)	80
5.2.5	Influência do ângulo de partida do pólo	81
5.2.6	Influência do Washout	82
5.2.7	Aplicação do algoritmo genético	84
5.2.8	Aplicação do lugar das raízes	85
5.2.9	Resultado da malha fechada em todos os cenários	87
5.2.10	Ajuste final do estabilizador Tala13	89
5.3	Análise da Sensibilidade do Reajuste dos Estabilizadores.....	89
5.3.1	Influência do modelo da carga	89
5.3.2	Influência de SVC's.....	90
5.3.3	Influência da máquina Tala13.....	91
5.3.4	Influência da inclusão de mais outros estabilizadores	91
5.4	Simulações lineares no tempo	97
5.4.1	Avaliação do amortecimento do modo de oscilação crítico	97
5.4.2	Avaliação da tensão e potência reativa na máquina Tala13 frente a perturbação da sua potência mecânica, com ajustes atuais e ajustes propostos.....	99
Capítulo 6	Conclusões e Trabalhos Futuros.....	102
6.1	Conclusões.....	102
6.2	Trabalhos futuros	103
Apêndice A	Resultados do Fluxo de Carga.....	105
Apêndice B	Validação da Base de Dados	117
Apêndice C	Autovalores Nulos Devido ao Conflito no Controle de Tensão.....	141
Apêndice D	Modos Eletromecânicos do SEP sem Estabilizadores.....	144

Apêndice E	Influência do Sinal de Entrada do PSS, na Tensão e Potência Reativa.....	151
Referências Bibliográficas.....		157

Lista de Figuras

Figura 2.1.- Classificação da estabilidade de sistemas de potência.....	8
Figura 2.2.- Natureza da resposta do sistema após perturbações pequenas.	13
Figura 2.3.- Resposta ao degrau para diferentes pares de autovalores.....	22
Figura 2.4.- Retroalimentação dinâmica de saída	31
Figura 2.5.- Diagrama de blocos de um estabilizador clássico.	32
Figura 2.6.- Ângulos de partida e compensação do pólo a ser alocado.....	33
Figura 2.7.- Sistema em malha fechada.....	36
Figura 3.1.- Potência instalada e energia produzida no SEP ano 2004	42
Figura 3.2.- Linhas do SEP segundo o nível de tensão ano 2004	42
Figura 3.3.- Demanda projetada do SEP	43
Figura 3.4.- Mapa do Sistema Elétrico Peruano ano 2004	44
Figura 3.5.- Mapa do Sistema Elétrico Peruano ano 2004 - usinas principais em destaque 1/2.....	45
Figura 3.6.- Mapa do Sistema Elétrico Peruano ano 2004 - usinas principais em destaque 2/2	46
Figura 3.7.- Configuração e ajuste do estabilizador com entradas de frequência mais potência elétrica da Usina RON.....	47
Figura 3.8.- Configuração dos 6 estabilizadores indicados na Tabela 3.2	48
Figura 4.1.- Cenário 4 – Detalhe da área Norte e interligação com a área Centro	50
Figura 4.2.- Mapa do SEP ano 2004 com o destaque da zona comprometida	51
Figura 4.3.- Roteiro seguido para elaborar e validar a base de dados	53
Figura 4.4.- Modelo Máquina-Barra Infinita utilizada para teste dos modelos dinâmicos.....	54
Figura 4.5.- Representação do SEP com seus 7 PSS's descentralizados e 7 cenários ...	54
Figura 4.6.- Roteiro para o ajuste coordenado dos estabilizadores descentralizados.....	55
Figura 4.7.- Autovalores do sistema de potência sem estabilizadores	56
Figura 4.8.- Modos eletromecânicos menos amortecidos sem estabilizadores	57
Figura 4.9.- Mode-Shapes de velocidade	59
Figura 4.10.- Fatores de participação modo 1	59
Figura 4.11.- Fatores de participação modo 2	60
Figura 4.12.- Fatores de participação modo 3	60
Figura 4.13.- Fatores de participação modo 4	60
Figura 4.14.- Resíduos da função de transferência $\Delta\omega/\Delta V_{ref}$	62
Figura 4.15.- Influência dos zeros de função de transferência multivariáveis na escolha da malha de estabilização para os modos 1, 2, 3 e 4. Zeros ●, Pólos ×.....	63
Figura 4.16.- Influência dos zeros de função de transferência multivariáveis na escolha da malha de estabilização para o modo 1. Zeros ●, Pólos ×.	63
Figura 4.17.- Aplicação do algoritmo genético para ajuste de estabilizadores descentralizados.....	64
Figura 4.18.- Máquinas da Usina Talara	66
Figura 5.1.- Cenário 1: Cheia Pesada – Fluxo de potência ativa nas linhas da área Norte.....	69
Figura 5.2.- Cenário 2: Cheia Média – Fluxo de potência ativa nas linhas da área Norte.....	69
Figura 5.3.- Cenário 3: Cheia Mínima – Fluxo de potência ativa nas linhas da área Norte.....	70

Figura 5.4.- Cenário 4: Variante – Fluxo de potência ativa nas linhas da área Norte	70
Figura 5.5.- Cenário 5: Estiagem Pesada – Fluxo de potência ativa nas linhas da área Norte	71
Figura 5.6.- Cenário 6: Estiagem Média – Fluxo de potência ativa nas linhas da área Norte	71
Figura 5.7.- Cenário 7: Estiagem Mínima – Fluxo de potência ativa nas linhas da área Norte	72
Figura 5.8.- Modos do SEP com os estabilizadores desligados	73
Figura 5.9.- Modos do SEP com os estabilizadores ligados (ajustes atuais).....	74
Figura 5.10.- Mode-Shapes de ω - modo $0.2459 \pm j2.9225$ - 7 estabilizadores ligados - ajustes atuais	76
Figura 5.11.- Mode-Shapes Geográfico de ω do SEP ano 2004. Modo $0.2459 \pm j 2.9225$ 7 estabilizadores ligados e com ajustes atuais	77
Figura 5.12.- Projeto do estabilizador na Tala13.....	78
Figura 5.13.- Modos do SEP para os 7 cenários - estabilizador Tala13 desligado - outros 6 estabilizadores ligados e com ajustes atuais.....	78
Figura 5.14.- Modelo do PSS a utilizar para Tala13	79
Figura 5.15.- Resíduo de $\Delta PT/\Delta VREF$ - cenário 4 - estabilizador Tala13 desligado - outros 6 estabilizadores ligados e com ajustes atuais	79
Figura 5.16.- Mapa de pólos e zeros de $\Delta PT/\Delta VREF$ - cenário 4 - estabilizador Tala13 desligado - outros 6 estabilizadores ligados e com ajustes atuais	80
Figura 5.17.- Influência do ângulo de partida para $T_w = 10$ s	81
Figura 5.18.- Influência do ângulo de partida para $T_w = 10$ s	82
Figura 5.19.- Influência da constante de tempo do washout	83
Figura 5.20.- Influência da constante de tempo do washout	83
Figura 5.21.- Evolução do algoritmo genético utilizado	84
Figura 5.22.- Modos, resultado do algoritmo genético – Estimativa inicial	85
Figura 5.23.- Aplicação do lugar das raízes – Cenário 4 – Ganho K_{pss} no intervalo $[0, -5]$	86
Figura 5.24.- Detalhe do lugar das raízes do modo 1 – Cenário 4 – Ganho K_{pss} no intervalo $[0, -5]$	87
Figura 5.25.- Resultado final algoritmo genético + lugar das raízes.....	87
Figura 5.26.- Resultado final algoritmo genético + lugar das raízes – zona menos amortecida	88
Figura 5.27.- Ajuste final do estabilizador da Tala13	89
Figura 5.28.- Modelo do estabilizador a ser instalado nas 20 usinas escolhidas.....	92
Figura 5.29.- Zeros multivariáveis (\circ) e modos (\times) para as 20 usinas indicadas na Tabela 5.16 cenário 7	93
Figura 5.30.- Zeros multivariáveis (\circ) e modos (\times) para as 20 usinas indicadas na Tabela 5.16 cenário 4	94
Figura 5.31.- Evolução do algoritmo genético para 20 estabilizadores ligados - 7 cenários.....	94
Figura 5.32.- Modos do SEP para os 7 cenários – 20 estabilizadores ligados – solução algoritmo genético.....	95
Figura 5.33.- Modos do SEP – Cenário 4 - 20 estabilizadores ligados mais o zero escalar da função de transferência $\Delta\omega/\Delta V_{ref}$ da Usina Yarinacocha	95
Figura 5.34.- Modos do SEP – Cenário 4 - 20 estabilizadores ligados mais o zero escalar da função de transferência $\Delta\omega/\Delta V_{ref}$ da Usina Oroya	96

Figura 5.35.- Modos do SEP para os 7 cenários – 20 estabilizadores ligados – Usina Yarinacocha modelada como carga negativa.....	96
Figura 5.36.- Cenário 4: Variante – Excitação do modo crítico mediante aplicação de degrau de 0.01 pu no ΔV_{ref} do regulador de Tensão de Tala13	97
Figura 5.37.- Cenário 4: Variante – Potência ativa na linha Chim220-Panu220 após degrau de 0.01 pu na referência do regulador de Tensão de Tala13	98
Figura 5.38.- Cenário 4: Variante – Tensão na barra Chim220 após degrau de 0.01 pu na referência do regulador de Tensão de Tala13.....	98
Figura 5.39.- Cenário 1: Cheia pesada – Aplicação de degrau de 0.01 pu na potência mecânica da turbina de Tala13	99
Figura 5.40.- Cenário 1: Cheia pesada – Potência ativa na máquina Tala13 após degrau de 0.01 pu na sua Potência mecânica – Ajustes originais e propostos	100
Figura 5.41.- Cenário 1: Cheia pesada – Tensão na máquina Tala13 após degrau de 0.01 pu na sua Potência mecânica – Ajustes originais e propostos.....	100
Figura 5.42.- Cenário 1: Cheia pesada – Potência reativa na máquina Tala13 após degrau de 0.01 pu na sua Potência mecânica – Ajustes originais e propostos	100
Figura 5.43.- Cenário 1: Cheia pesada Comparação da tensão na máquina Tala13 após degrau de 0.01 pu no ΔP_{MEC} – Pss's de ω e Potência elétrica (ajustes original e proposto)	101
Figura A.1.- Intercâmbio de potência entre as áreas do SEP – Cenário 4: Variante....	105
Figura A.2.- Intercâmbio de potência entre as áreas do Sistema Elétrico Peruano.....	106
Figura A.3.- Mapa do SEP ano 2004 com algumas usinas em destaque.....	109
Figura A.4.- Fluxo de carga cenário 1: Cheia carga pesada.....	110
Figura A.5.- Fluxo de carga cenário 2: Cheia carga média	111
Figura A.6.- Fluxo de carga cenário 3: Cheia carga leve	112
Figura A.7.- Fluxo de carga cenário 4: Variante	113
Figura A.8.- Fluxo de carga cenário 5: Estiagem carga pesada	114
Figura A.9.- Fluxo de carga cenário 6: Estiagem carga média.....	115
Figura A.10.- Fluxo de carga cenário 7: Estiagem carga leve.....	116
Figura B.1.- Comparação Digsilent- Anarede. Cenário 1: Cheia Pesada – Tensões nas barras.....	120
Figura B.2.- Comparação Digsilent- Anarede. Cenário 1: Cheia Pesada – Ângulos nas barras.....	120
Figura B.3.- Modelo Máquina-Barra Infinita utilizada para teste dos modelos dinâmicos.....	124
Figura B.4.- Comparação Digsilent-PacDyn do modelo de máquinas pólos salientes 1/2.....	125
Figura B.5.- Comparação Digsilent-PacDyn do modelo de máquinas pólos salientes 2/2.....	126
Figura B.6.- Comparação Digsilent-PacDyn do modelo de máquinas pólos lisos 1/2. 127	
Figura B.7.- Comparação Digsilent-PacDyn do modelo de máquinas pólos lisos 2/2. 128	
Figura B.8.- Comparação Digsilent-PacDyn do modelo de regulador de tensão ESST1A.....	129
Figura B.9.- Comparação Digsilent-PacDyn do modelo de regulador de tensão EXAC1	130
Figura B.10.- Comparação Digsilent-PacDyn do modelo de regulador de tensão EXAC4	131
B.11.- Comparação Digsilent-PacDyn do modelo de regulador de tensão EXBAS	132

Figura B.12.- Comparação Digsilent-PacDyn do modelo de regulador de tensão EXDC2	133
Figura B.13.- Comparação Digsilent-PacDyn do modelo de regulador de tensão EXPIC1(1).....	134
Figura B.14.- Comparação Digsilent-PacDyn do modelo de regulador de tensão EXPIC1(2).....	135
Figura B.15.- Comparação Digsilent-PacDyn do modelo de regulador de tensão EXST1	136
Figura B.16.- Comparação Digsilent-PacDyn do modelo de regulador de tensão IEEET1	137
Figura B.17.- Comparação Digsilent-PacDyn do modelo de regulador de tensão IEEEEX1	138
Figura B.18.- Comparação Digsilent-PacDyn do modelo de regulador de tensão SEXS	139
Figura B.19.- Comparação Digsilent-PacDyn do modelo de regulador de tensão VCO 7.....	140
Figura C.1.- Fatores de participação associado ao autovalor 2 da Tabela C.1	141
Figura C.2.- Máquinas 1 (huamp 10a) e 2 (huamp 10b) da barra HUAMP10.....	142
Figura C.3.- Função de transferência para testar o comportamento dos reguladores de tensão das máquinas 1 e 2 da barra HUAMP10.	143
Figura C.4.- Monitoração da resposta no tempo da potência reativa nas máquinas de Huamp10	143
Figura E.1.- Modelo do estabilizador a ser instalado nas 7 usinas da Tabela E.1.....	152
Figura E.2.- Cenário 4: Variante – Comportamento da potência ativa na máquina Tala13 após degrau de 0.01 pu no ΔV_{ref} – Estabilizadores de ω e Potência elétrica	153
Figura E.3.- Cenário 4: Variante – Comportamento da potência ativa na máquina Tala13 após degrau de 0.01 pu no ΔP_{MEC} – Estabilizadores de ω e Potência elétrica	153
Figura E.4.- Cenário 4: Variante – Comportamento da potência reativa na máquina Tala13 após degrau de 0.01 pu no ΔP_{MEC} – Estabilizadores de ω e Potência elétrica	154
Figura E.5.- Cenário 4: Variante – Comportamento da tensão na máquina Tala13 após degrau de 0.01 pu no ΔP_{MEC} – Estabilizadores de ω e Potência elétrica	154
Figura E.6.- Cenário 1: Cheia pesada Comparação potência ativa na máquina Tala13 após degrau de 0.01 pu no ΔP_{MEC} – Pss's de ω e Potência elétrica (ajustes original e proposto)	155
Figura E.7.- Cenário 1: Cheia pesada Comparação da potência reativa na máquina Tala13 após degrau de 0.01 pu no ΔP_{MEC} – Pss's de ω e Potência elétrica (ajustes original e proposto)	155
Figura E.8.- Cenário 1: Cheia pesada Comparação da tensão na máquina Tala13 após degrau de 0.01 pu no ΔP_{MEC} – Pss's de ω e Potência elétrica (ajustes original e proposto)	156

Lista de Tabelas

Tabela 3.1.- Estabilizadores existentes no SEP.....	47
Tabela 3.2.- Parâmetros dos 6 estabilizadores com entrada de potência elétrica.....	48
Tabela 3.3.- Cenários típicos do SEP para o ano 2005	48
Tabela 4.1.- Cenários considerados.....	50
Tabela 4.2.- Modos eletromecânicos do sistema de potência sem estabilizadores	56
Tabela 4.3.- Modelagem da carga empregada para os 7 cenários	66
Tabela 4.4.- Variação da potência produzida na usina Talara.....	67
Tabela 5.1.- Resumo dos fluxos de carga no SEP.....	68
Tabela 5.2.- Modos eletromecânicos do SEP na Cheia com $\zeta \leq 5\%$	72
Tabela 5.3.- Modos eletromecânicos do SEP na Variante com $\zeta \leq 5\%$	73
Tabela 5.4.- Modos eletromecânicos do SEP na Estiagem com $\zeta \leq 5\%$	73
Tabela 5.5.- Modo eletromecânico instável do cenário 4.....	75
Tabela 5.6.- Seleção da localização dos estabilizadores para o modo 1	76
Tabela 5.7.- Limites dos parâmetros do PSS Tala13.....	84
Tabela 5.8.- Parâmetros do PSS Tala 13 calculado pelo algoritmo genético.....	85
Tabela 5.9.- Parâmetros do estabilizador na Tala13.....	86
Tabela 5.10.- Posição do modo 1	88
Tabela 5.11.- Posição do modo -1.10 \pm j 12.1	89
Tabela 5.12.- Influência do modelo da carga no amortecimento do SEP	90
Tabela 5.13.- Barras onde os SVC's teriam influência nos modos críticos - cenário 4 .	90
Tabela 5.14.- Influência dos SVC's nos modos críticos - cenário 4	90
Tabela 5.15.- Influência da máquina Tala13 no modo 1	91
Tabela 5.16.- Parâmetros dos 20 estabilizadores para conseguir $\zeta \leq 10\%$	93
Tabela A.1.- Resumo dos fluxos de carga no SEP	105
Tabela A.2.- Usinas Hidráulicas do Sistema Elétrico Peruano – Ano 2004	106
Tabela A.3.- Usinas Térmicas do Sistema Elétrico Peruano – Ano 2004.....	108
Tabela B.1.- Comparação Digsilent-Anarede. Cenário 1: Cheia Pesada - Fluxo de carga	117
Tabela B.2.- Comparação Digsilent- Anarede. Cenário 2: Cheia Média - Fluxo de carga	118
Tabela B.3.- Comparação Digsilent- Anarede. Cenário 3: Cheia Leve Fluxo de carga	118
Tabela B.4.- Comparação Digsilent- Anarede. Cenário 4: Variante - Fluxo de carga. 118	
Tabela B.5.- Comparação Digsilent- Anarede. Cenário 5: Estiagem Pesada - Fluxo de carga.....	119
Tabela B.6.- Comparação Digsilent- Anarede. Cenário6: Estiagem Média Fluxo de carga	119
Tabela B.7.- Comparação Digsilent- Anarede. Cenário 7: Estiagem Leve - Fluxo de carga	119
Tabela B.8.- Comparação Digsilent- Anarede. Cenário 1: Cheia Pesada – Geração 1/2.....	121
Tabela B.9.- Comparação Digsilent- Anarede. Cenário 1: Cheia Pesada – Geração 2/2.....	122
Tabela B.10.- Comparação Digsilent- Anarede. Cenário 1: Cheia Pesada – SVC's....	122
Tabela B.11.- Comparação Digsilent- Anarede. Cenário 1: Cheia Pesada – Elementos Shunt.....	123

Tabela B.12.- Principais parâmetros das simulações Máquina-Barra Infinita	124
Tabela C.1.- Lista parcial de autovalores do Sistema Elétrico Peruano.....	141
Tabela C.2.- Lista parcial de autovalores do Sistema Elétrico Peruano sem conflito no controle de tensão	143
Tabela D.1.- Modos eletromecânicos Cenário 7: Estiagem leve.....	144
Tabela D.2.- Modos eletromecânicos Cenário 1: Cheia pesada	145
Tabela D.3.- Modos eletromecânicos Cenário 2: Cheia média	146
Tabela D.4.- Modos eletromecânicos Cenário 3: Cheia leve	147
Tabela D.5.- Modos eletromecânicos Cenário 4: Variante	148
Tabela D.6.- Modos eletromecânicos Cenário 5: Estiagem pesada	149
Tabela D.7.- Modos eletromecânicos Cenário 6: Estiagem média.....	150
Tabela E.1.- Estabilizadores de ω projetados mediante o algoritmo genético	152

Acrônimos e Símbolos

<i>Sigla</i>	<i>Descrição</i>
AGUA	Usina hidráulica Aguaytia
BSHU	Susceptância capacitiva.
CHIM220	Chimbote 1, subestação elétrica no nível de tensão 220 kV.
COES	Comitê de Operação Econômica do Sistema Elétrico Peruano.
CPATO	Usina hidráulica Cañón del Pato
f	Frequência elétrica.
HCHO220	Huacho, subestação elétrica no nível de tensão 220 kV.
MACH	Usina hidráulica Machupicchu.
Np/s	Neper por segundo.
PANU220	Paramonga Nueva, subestação elétrica no nível de tensão 220 kV.
Pij	Potência elétrica da barra i para a barra j.
PT	Potência elétrica da máquina síncrona.
PSS	Estabilizador de Sistemas de Potência (da sigla em inglês <i>Power System Stabilizers</i>).
rad/s	Radianos por segundo.
RON	Usina hidráulica Restitución
SAM	Usina hidráulica Mantaro
SECHO220	Chiclayo Oeste, subestação elétrica no nível de tensão 220 kV.
SEGUA220	Guadalupe, subestação elétrica no nível de tensão 220 kV.
SEP	Sistema Elétrico Peruano.
SEPO220	Piura Oeste, subestação elétrica no nível de tensão 220 kV.
SETNOR220	Trujillo Norte, subestação elétrica no nível de tensão 220 kV.
SGAB	Usina hidráulica San Gabán
SVC	Compensador estático de reativos (da sigla em inglês <i>Static Var Compensator</i>).
TALA13	A maior das 4 máquinas da usina Talara, nomeada também como TGN4 é uma máquina de 115 MVA
TALA220	Talara, subestação elétrica no nível de tensão 220 kV.
VENT_C	Uma das duas máquinas da usina térmica Ventanilla, cada máquina é de 192 MVA.
VREF	Tensão de referencia do estabilizador automático de tensão.
ZAPA220	Zapallal , subestação elétrica no nível de tensão 220 kV.
ζ	Amortecimento.
ω	Velocidade do rotor da máquina síncrona.

Capítulo 1

Introdução

Esta tese apresenta a aplicação da técnica da análise modal para resolver o problema de oscilações eletromecânicas de um sistema de potência real: o Sistema Elétrico Peruano ou SEP.

Os dados utilizados neste trabalho correspondem à base de dados disponibilizada pelo COES na página web www.coes.org.pe [1].

1.1 Visão Global

O problema das oscilações nos sistemas elétricos de potência tem sido detectado desde o início do século passado (década de vinte), manifestando-se como oscilações espontâneas ou “hunting”. Chegou-se a conclusão de que este fenômeno era produzido pela falta de amortecimento suficiente, o que foi corrigido mediante o emprego de enrolamentos amortecedores nos rotores dos geradores e uso de máquinas primárias tipo turbina com características torque-velocidade favoráveis. Resolvidas tais oscilações, estas deixaram de ser uma preocupação por algum tempo.

À medida que os sistemas de potência foram evoluindo, começaram a ser operados cada vez mais próximos dos seus respectivos limites operacionais, o que comprometia a estabilidade do sistema. Esta estabilidade foi, em grande parte, influenciada pela robustez do sistema de transmissão, sendo, desta vez a falta de suficiente torque sincronizante a causa principal da instabilidade. No entanto, o uso de reguladores automáticos de tensão (AVR de suas siglas no inglês *Automatic Voltage Regulator*) e de condensadores síncronos contribuiu para o aumento da estabilidade [2,3].

Nos anos 60-70, as oscilações nos sistemas elétricos de potência voltaram a apresentar problemas em termos da operação e foram denominadas oscilações eletromecânicas, oscilações de baixa frequência e instabilidade dinâmica (atualmente, este termo está fora de uso). Elas foram associadas aos reguladores automáticos de tensão de estado sólido, com constantes de tempo pequenas e altos ganhos e aos

esforços para transmitir grandes blocos de potência a longas distâncias [3,4].

A solução encontrada foi adicionar estabilizadores aos sistemas de excitação das máquinas com finalidade de aumentar o torque amortecedor [4]. O nome com que passaram a ser conhecidos estes equipamentos foi *PSS's* (da sigla em inglês *Power System Stabilizers*).

Para o ajuste dos estabilizadores, faz-se necessário identificar de forma clara os modos de oscilação do sistema de potência, os quais são essencialmente de natureza linear, a menos que o sistema seja estressado até o extremo. Portanto, a análise baseada no modelo linearizado do sistema, na qual cada modo de oscilação é identificado e analisado em forma independente dos outros - técnica conhecida como a análise modal -, oferece os meios necessários para isso, extraindo informações sobre a estabilidade das oscilações, os participantes principais e os meios pelos quais eles podem ser controlados [5].

Oscilações de pequena perturbação ou oscilações eletromecânicas, como também são conhecidas, existem em vários sistemas elétricos a nível mundial, dentre os quais se encontram os dos seguintes países: Brasil, Japão, Canadá, Estados Unidos, Reino Unido e Índia, sendo, em alguns casos, mais severos e, em outros menos [2,3].

1.2 Motivação

No Sistema Elétrico Peruano, com o objetivo de aperfeiçoar o aproveitamento da produção de energia elétrica, foram realizadas interligações entre os diversos subsistemas elétricos que anteriormente trabalhavam de forma isolada e, assim como em outros países, também tem sofrido oscilações eletromecânicas associadas ao transporte de grandes blocos de potência através de frágeis interligações.

Uma destas oscilações, ocorrida em 25 de Julho de 2002, provocou a desconexão de usinas e linhas de transmissão com a conseqüente perda de 14% da carga do sistema. Na análise realizada pelo COES, determinou-se que oscilações de 0.5 Hz apareceram durante o carregamento de 155 MW pela linha Panu220-Hcho220 [6]. Atualmente o transporte de potência nessa linha de transmissão está em torno dos 135 MW.

O amortecimento deste modo de oscilação permitiria um transporte de 162 MW por esta linha, que parte da zona norte até o maior centro de consumo do país, ou seja a capital, Lima. Este transporte representaria um aumento de 20% do fluxo normal.

O objetivo deste trabalho é determinar os ajustes necessários dos estabilizadores existentes e, caso seja necessário, recomendar a inclusão de mais outros estabilizadores

1.3 Contribuições

no Sistema Elétrico Peruano, que permitam o transporte de até 162 MW pela linha Panu220-Hcho220, visando além disso, à manutenção dos cenários de operações típicos do sistema elétrico com um amortecimento mínimo de 5%.

Para atingir tais objetivos, avalia-se a estabilidade do Sistema Elétrico Peruano frente a pequenas perturbações, através do uso de ferramentas computacionais que permitam: identificar modos de oscilação instáveis ou pouco amortecidos; determinar quais grandezas do sistema mais contribuem para cada modo; e obter quais os principais pontos do sistema elétrico, onde o uso de estabilizadores seria mais eficiente no amortecimento das oscilações eletromecânicas.

Estas ferramentas computacionais permitem também projetar os diversos estabilizadores necessários para alcançar o amortecimento desejado.

As ferramentas computacionais utilizadas para este trabalho foram o **Anarede**, o **PacDyn** e o **PlotCEPEL** desenvolvidos pelo CEPEL, e o **Power Factory** desenvolvido pelo Digsilent [7, 8, 9, 10]. Com estes programas, é possível avaliar o comportamento de sistemas de grande porte frente às oscilações eletromecânicas com rapidez e eficiência, baseando-se no emprego da análise modal. Mediante o uso destas ferramentas, visualizam-se os modos de oscilação do SEP a fim de determinar os modos menos amortecidos, além de ser possível, a partir de elas identificar as máquinas que mais contribuem para tais modos de oscilação nos diversos cenários a serem analisados.

1.3 Contribuições

Demonstra-se, mediante simulações, que as oscilações produzidas pelo carregamento das linhas “Chimbote-Lima” (Chim220-Panu220-Hcho220-Zapa220) são eletromecânicas e podem ser amortecidas mediante o reajuste do estabilizador da máquina TGN4 na Usina Talara.

Mostra-se que o máximo amortecimento possível a conseguir com os estabilizadores atualmente instalados e para os cenários estudados está na faixa de 6% a 7%.

Indicar-se-á, neste trabalho, as usinas onde seria efetiva a instalação de novos estabilizadores para se obter amortecimentos maiores que 10%.

Preparando-se uma base de dados do Sistema Elétrico Peruano atualizada no formato dos softwares **Anarede** (fluxo de carga) e **PacDyn** (análise modal), a mesma pode servir para elaborar outros estudos utilizando estas ferramentas computacionais.

1.4 Escopo da Tese

Este trabalho de pesquisa compreende seis capítulos, além dos apêndices, os quais são introduzidos e brevemente apresentados da seguinte forma:

No Capítulo 1, faz-se uma descrição geral do tema da tese.

No Capítulo 2, apresenta-se a teoria relativa à análise modal necessária para o entendimento deste trabalho.

No Capítulo 3, descrevem-se as características principais do Sistema Elétrico no qual as técnicas da análise modal foram aplicadas.

No Capítulo 4, descrevem-se a metodologia desenvolvida e aplicada para resolver o problema de oscilações frente a pequenos sinais no Sistema Elétrico Peruano.

No Capítulo 5, avalia-se a estabilidade do Sistema Elétrico Peruano e propõe-se um novo ajuste para o estabilizador da máquina Tala13, na usina Talara, que resulta em melhoria do desempenho do sistema.

No Capítulo 6, apresentam-se as conclusões e algumas propostas de desenvolvimentos futuros.

São incluídos também apêndices contendo os resultados dos fluxos de carga para os cenários estudados, a validação da base de dados utilizada, os modos eletromecânicos do Sistema Elétrico Peruano e simulações que mostram a influência do tipo do sinal utilizado na entrada dos estabilizadores, no desempenho das máquinas nos quais esses estabilizadores estão instalados.

As referências bibliográficas consultadas para este trabalho relatam-se ao final dos apêndices.

Capítulo 2

Fundamentos da Análise Modal

2.1 Revisão bibliográfica

A Análise Modal aplica-se ao estudo de oscilações eletromecânicas produzidas por pequenas perturbações nos sistemas elétricos de potência, nos quais a preocupação principal é calcular as taxas de amortecimento dessas oscilações. Assim, determinam-se quantas e quais delas apresentam amortecimento abaixo de um nível considerado seguro [11].

Uma classificação amplamente aceita hoje em dia divide as oscilações em Modos Locais: um gerador isolado contra o resto do sistema, e Modos Inter-áreas: grupos de geradores oscilando coerentemente entre si [12]. Mais adiante, esta classificação será detalhada.

O primeiro trabalho significativo relativo à análise do fenômeno da estabilidade frente a pequenas perturbações analisou as causas das oscilações locais [4]. Nele utilizou-se um modelo máquina-barras infinita, linearizado em um ponto de operação e demonstrou-se que o regulador automático de tensão reduzia o amortecimento do torque elétrico da máquina. A recomendação foi utilizar um estabilizador (mais tarde conhecido como *PSS*), cuja entrada era a velocidade e a saída, a tensão de referência do regulador de tensão da máquina. Desde então, outros trabalhos têm seguido essa linha. Em [13], investigou-se o efeito dos níveis de carregamento das máquinas, utilizando tanto o modelo tipo 1 da IEEE [14], quanto o tipo tiristor utilizado por De Mello e Concordia, em [15, 16, 17] mostrou-se a forma de ajustar estabilizadores nos sistemas elétricos de potência, baseados em técnicas do lugar das raízes, compensação de fase e considerações práticas no campo.

As características dos modos inter-áreas e os fatores que o influenciam ainda não têm sido bem compreendidos. Por isso, seu estudo e controle são muito mais difíceis quando comparados com os modos locais [2]. Nos estudos do comportamento das oscilações inter-áreas, um sistema exemplo de 4 geradores agrupados dois a dois em

áreas distintas, tem sido empregado por vários autores [5, 18, 19].

A experiência de várias empresas elétricas no uso de estabilizadores de sistemas de potência é relatada em [2, 20, 21, 22, 23, 24].

Técnicas para alocação e coordenação de estabilizadores em sistemas multimáquinas, assim como o desenvolvimento de técnicas para tratar sistemas de grande porte, são descritas em [25, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 31, 32, 33, 34, 35, 36, 37, 38, 39, 40, 41], cuja base encontra-se na análise modal.

Em certas aplicações da análise modal, como é, por exemplo, a análise das oscilações e o projeto de estabilizadores, não é necessário utilizar todos os autovalores do sistema. Utilizam-se, nesse caso, métodos de esparsidade, assim como também de redução da ordem dos modelos [34, 35, 42, 43, 44]. Isso reduz grandemente o tempo de execução dos programas computacionais, sem perda significativa da informação resultante.

Uma das técnicas mais populares aplicadas ao ajuste de estabilizadores é a de algoritmos genéticos [45, 46, 47, 48, 49, 50, 51, 52, 53, 54, 55, 56]. Ele está tendo maior importância quando comparado com os outros métodos existentes, principalmente, ao ser aplicado em múltiplos cenários.

Dado que os estabilizadores são, em sua vasta maioria, controladores convencionais, com estrutura e parâmetros fixos, podem falhar no seu desempenho quando as condições de operação do sistema diferem das consideradas no cálculo de seu ajuste. Por esta razão, técnicas de controle robusto, tais como, otimização H^∞ [57, 58, 59, 60, 61] e LMI (Linear Matrix Inequalities) [11, 62] têm sido propostas para o projeto desses controladores. O conceito de robustez implica operar o sistema com adequadas margens de estabilidade e graus de desempenho, apesar das várias incertezas inerentes ao sistema e das simplificações dos modelos. Em BOUKARIM *et al.* [63] foram feitas comparações entre técnicas clássicas e robustas (LMI).

Técnicas de projeto de estabilizadores baseadas em lógica fuzzy estão sendo amplamente exploradas, sendo que o princípio básico de projeto é definir regras de controle baseadas em regras lingüísticas humanas, e pode ser modificada para se adaptar a um ambiente desconhecido e compensar os erros de modelamento e não-linearidades [64].

Em WU *et al* [65] analisa-se o efeito do retardo nos canais de comunicação no desempenho dos estabilizadores robustos centralizados [66, 67]. A conclusão a que se

chega é que altos tempos de retardo afetam negativamente a atuação de aquele tipo de estabilizadores.

Em BU *et al.* [68], é descrito um *toolbox* desenvolvido em **matlab** para reajuste de estabilizadores existentes e projeto de novos, ambos em forma automática.

Em CHOW *et al.* [69], relata-se a metodologia do *Rensselaer Polytechnic Institute* no ensino de projeto de estabilizadores baseados em, técnicas de lugar das raízes, compensação de resposta em frequência e espaço de estados.

No ano 2005, uma força tarefa da IEEE analisou o efeito da inclusão de termos de ordem maior a 1 na análise modal para pequenas perturbações. O resultado obtido indica que, para condições de estresse da rede em estudo, esses termos são necessários para descrever as interações modais [70].

2.2 Estabilidade de sistemas de potência

Entende-se por estabilidade de sistemas de potência, “a capacidade de um sistema elétrico de potência, para uma dada condição de operação, de recuperar o estado de equilíbrio operacional após a ocorrência de uma perturbação física”.

Esta definição é aplicada a um sistema de potência interligado como um todo; porém, freqüentemente, a estabilidade de um gerador particular, ou grupo de geradores também é de interesse. Por exemplo, um gerador remoto pode perder estabilidade sem afetar o sistema principal. De forma similar, também é de interesse a estabilidade de cargas particulares ou áreas de carga [71].

2.2.1 Classificação

Apesar da estabilidade de sistemas de potência ser essencialmente um problema único, por causa das várias formas de instabilidade que um sistema de potência pode sofrer, é vantajoso estudá-la de forma separada. O uso da classificação da estabilidade em categorias facilita grandemente a identificação dos fatores essenciais que contribuem para a instabilidade, bem como para a criação de métodos que melhoram a operação estável.

Essa classificação é baseada nas seguintes considerações [71]:

- A natureza física da estabilidade do sistema associada a uma das variáveis do problema, ou seja, estabilidade do ângulo de rotor, da frequência ou da tensão do sistema;
- O tamanho da perturbação considerada, o qual influencia no método de cálculo e previsão de estabilidade a ser utilizada; Considera-se pequena perturbação

quando esta é suficientemente pequena para permitir que a linearização das equações de sistema ainda sejam válidas para propósitos de análise; Considera-se grande perturbação aquela perturbação severa como aquela provocada por um curto-circuito ou pela perda de um grande gerador;

- Os equipamentos, processos e o período de tempo que devem ser levados em conta para avaliar a estabilidade.

A Figura 2.1 apresenta uma visão global do problema da estabilidade, identificando suas categorias e subcategorias. Neste trabalho, temos como escopo a estabilidade angular com ênfase nas pequenas perturbações.

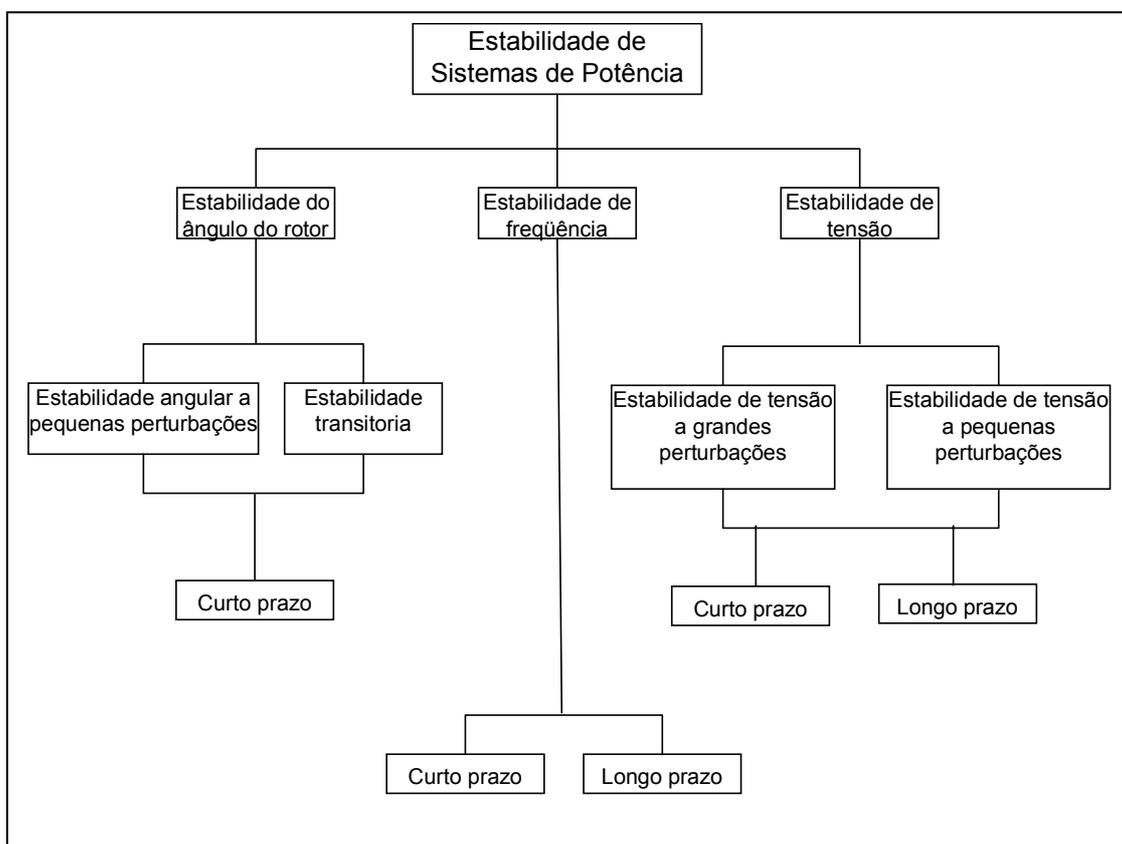


Figura 2.1.- Classificação da estabilidade de sistemas de potência.

A estabilidade de tensão é definida como “a capacidade de um sistema elétrico de potência de manter tensões estáveis nas barras do sistema após a ocorrência de uma perturbação para uma dada condição de operação”. A perda de tal estabilidade pode resultar na queda ou subida progressiva das tensões de algumas barras. Quando a sucessão de eventos que acompanha a perda da estabilidade de tensão conduz a um blecaute ou tensões anormalmente baixas em uma parte significativa do sistema, o termo

Colapso de Tensão é mais frequentemente usado [71].

A estabilidade de frequência está referida como “a capacidade de um sistema de potência de manter a frequência estável após a ocorrência de um distúrbio severo, resultando em um desequilíbrio significativo entre a geração e a carga”. A perda dessa estabilidade produz oscilações de frequência contínuas, conduzindo ao desligamento de cargas e/ou de unidades geradoras [71].

2.2.2 Estabilidade do ângulo de rotor

A estabilidade do ângulo de rotor, também conhecida como estabilidade angular, refere-se à capacidade das máquinas síncronas de um sistema de potência de permanecerem em sincronismo, após a ocorrência de uma perturbação. Esta estabilidade depende da habilidade do sistema de potência para manter ou restaurar o equilíbrio entre o torque eletromagnético e o torque mecânico de cada máquina síncrona. A perda da estabilidade pode resultar no aumento na forma das oscilações angulares de alguns geradores que conduz à perda de sincronismo com outros geradores [12].

O problema da estabilidade angular envolve o estudo das oscilações eletromecânicas inerentes aos sistemas de potência. O fator fundamental neste problema é a forma em que as saídas de potência das máquinas síncronas variam com a mudança nos seus ângulos de rotor.

No estado de regime permanente, existe um equilíbrio entre a entrada do torque mecânico e a saída do torque eletromagnético de cada gerador, fazendo com que a velocidade do rotor permaneça constante. Se o sistema é perturbado, esse equilíbrio é desfeito, resultando em aceleração ou desaceleração dos rotores das máquinas, segundo as leis do movimento dos corpos rotativos.

Se um gerador temporariamente se acelerar em relação a um outro, a posição angular do seu rotor em relação ao da máquina mais lenta avançará. A diferença angular resultante faz com que parte da carga do gerador mais lento se transfira para o gerador mais rápido, dependendo da relação potência-ângulo. Este fenômeno tende a reduzir a diferença de velocidade e, por conseguinte, a diferença angular entre os dois geradores.

A relação potência-ângulo é não-linear e, após certo limite, um aumento na separação angular é acompanhado com uma diminuição da potência transferida. Isto faz aumentar ainda mais a separação angular entre as máquinas, acarretando o fenômeno da instabilidade ou perda de sincronismo, se o sistema de potência não tiver a capacidade

de absorver a energia cinética correspondente a essas diferenças nas velocidades dos rotores. Em qualquer situação, a estabilidade do sistema dependerá da existência de torques restauradores suficientes após uma perturbação.

Quando um gerador síncrono perde o sincronismo do resto do sistema, o seu rotor gira numa velocidade maior (ou menor) do que aquela necessária para gerar tensões na frequência do sistema. O deslizamento entre o campo do estator, que corresponde à frequência do sistema, e o campo do rotor resulta em grandes flutuações na potência de saída da máquina, nas correntes e nas tensões, fazendo com que o sistema de proteção isole a máquina instável do resto do sistema.

A perda de sincronismo pode ocorrer entre um gerador e o resto do sistema ou entre grupos de geradores. Neste último caso, o sincronismo poderá ser mantido dentro de cada grupo logo após os grupos ficarem ilhados.

Em sistemas de potência, a variação do torque elétrico de uma máquina síncrona após uma pequena perturbação pode ser decomposta em duas componentes [12]:

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

onde:

$T_s \Delta \delta$ é a componente da variação do torque em fase com a perturbação do ângulo do rotor $\Delta \delta$, sendo conhecida como a componente de torque sincronizante. T_s é o coeficiente de torque sincronizante.

$T_D \Delta \omega$ é o componente da variação do torque em fase com a perturbação da velocidade $\Delta \omega$ sendo conhecida como a componente de torque de amortecimento. T_D é o coeficiente de torque de amortecimento.

A estabilidade do sistema depende da existência de ambas as componentes de torque para cada máquina síncrona [12].

Por conveniência da análise e por ganhar percepção na natureza de problemas de estabilidade, é útil caracterizar a estabilidade de ângulo de rotor em termos das seguintes subcategorias:

Estabilidade angular frente a pequena-perturbação (ou oscilações eletromecânicas). Relaciona-se à habilidade do sistema de potência de manter o sincronismo frente a perturbações pequenas. Geralmente, está associada a pequenas variações de carga ou geração [71]. Na seção 2.2.3, abordaremos este assunto com

maior detalhe.

Estabilidade angular frente a grande perturbação, normalmente referida como estabilidade transitória, relaciona-se à habilidade do sistema de potência de manter o sincronismo quando submetido a uma perturbação severa. A resposta do sistema resultante envolve excursões grandes do ângulo do rotor de gerador e é influenciado pela relação não linear potência-ângulo. A estabilidade transitória depende tanto do estado inicial do sistema, quanto da severidade da perturbação.

O período de interesse em estudos de estabilidade transitória normalmente é 3 a 5 segundos, após a perturbação. Pode-se estender a 10–20 segundos para sistemas muito grandes com oscilações inter-área dominantes.

A estabilidade angular à pequena perturbação e a estabilidade transitória são categorizadas como fenômenos a curto prazo.

2.2.3 Estabilidade angular frente a pequenas perturbações

A estabilidade angular frente a pequenas perturbações, relaciona-se à habilidade do sistema de potência de manter o sincronismo frente a perturbações pequenas como as que ocorrem continuamente no sistema devido a pequenas variações de carga e geração. O período de interesse deste tipo de estabilidade está na ordem de 10 a 20 segundos após a perturbação (fenômeno de curto prazo) [71].

A instabilidade resultante pode ser de duas formas:

- a) Aumento monotônico (aperiódico ou não oscilatório) do ângulo do rotor devido à falta de torque sincronizante suficiente.
- b) Oscilações angulares oscilatórias de amplitudes crescentes do ângulo do rotor devido à falta de torque de amortecimento suficiente.

A natureza da resposta do sistema a uma pequena perturbação depende de diversos fatores nos quais se incluem, dentre outros, a condição inicial do sistema, a robustez do sistema de transmissão e os tipos dos controles dos sistemas de excitação utilizados nos geradores. Para um gerador sem sistema de excitação, conectado radialmente a um grande sistema de potência, a instabilidade acontece devido à insuficiência de torque sincronizante, o que faz com que o sistema perca a estabilidade aperiodicamente, como é mostrado na Figura 2.2a. No caso do gerador possuir sistema de excitação, o que acontece, em geral, é a perda de sincronismo oscilatório devido à insuficiência de torque de amortecimento, como é mostrado na Figura 2.2b.

Nos sistemas de potência atuais, a estabilidade a pequenas perturbações, quase sempre, relaciona-se a seu baixo valor de amortecimento para as oscilações. Em geral, a estabilidade associa-se aos seguintes tipos de modos de oscilações [12]:

- **Modo inter-máquinas ou intra-planta**: associado às oscilações entre as unidades de uma mesma usina. As frequências ficam na faixa de 2-3 Hz [3].

- **Modo local ou máquina-sistema**: associado às oscilações entre o conjunto de unidades de uma planta de geração e o restante do sistema de potência. O termo local é utilizado em razão das oscilações estarem localizadas numa usina ou em uma pequena parte do sistema. As frequências naturais dos modos locais ficam em geral na faixa de 0.7 a 2 Hz

- **Modo multi-máquinas ou inter-plantas**: associado às oscilações entre usinas eletricamente próximas [54].

- **Modo inter-área**: associados às oscilações entre grupos de usinas situadas em partes diferentes do sistema interligadas por enlaces frágeis. O modo inter-área geralmente ocorre de duas formas:

Modo inter-área de baixa frequência, envolvendo todas as usinas do sistema. O sistema é dividido em dois grandes grupos oscilando entre si. A frequência desse tipo de oscilação fica em geral na faixa de 0.1 a 0.5 Hz.

Modo inter-área de alta frequência, envolvendo subgrupos de geradores oscilando entre si. As frequências, nesse caso, estão geralmente na faixa de 0.4 a 0.7 Hz.

- **Modos de controle**: associados, em geral, aos controles dos sistemas de excitação, reguladores de velocidade, conversores HVDC, compensadores estáticos de reativos ajustados em forma inadequada.

- **Modos torsionais**: associados aos componentes rotacionais do sistema dos eixos turbina-gerador. A instabilidade dos modos torsionais pode ser causada pela interação dos eixos com os controles dos sistemas de excitação, reguladores de velocidade, controles de sistemas HVDC e linhas de transmissão com compensação em série.

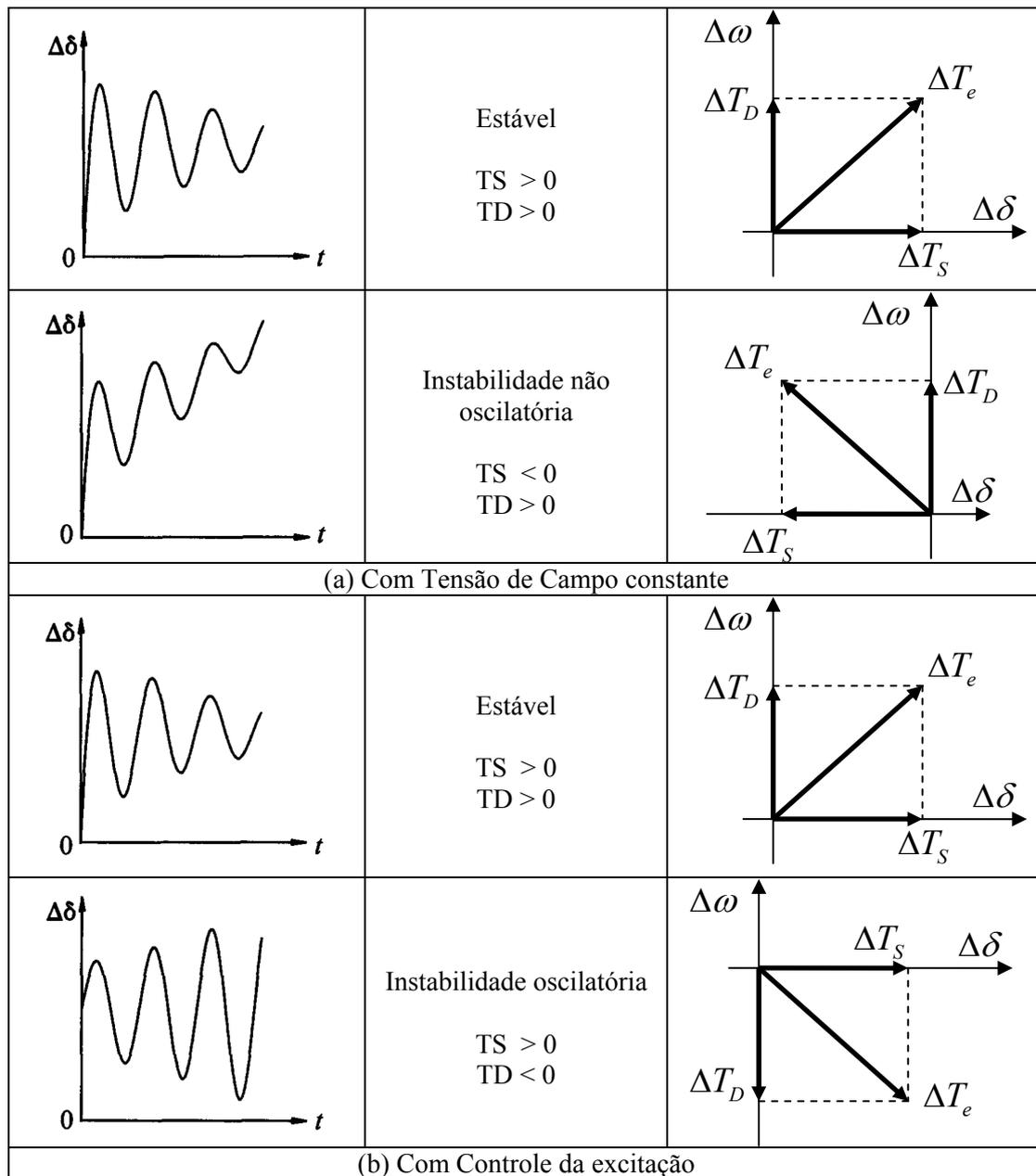


Figura 2.2.- Natureza da resposta do sistema após perturbações pequenas.

2.3 Representação dos sistemas dinâmicos no espaço de estados

A análise de estabilidade a pequenas perturbações usando técnicas de linearização, provê informações valiosas das características dinâmicas inerentes ao sistema. Esta técnica baseia-se na modelagem no espaço de estados que será descrita a seguir. [72].

Estado de um sistema dinâmico

O estado de um sistema dinâmico é o menor conjunto de variáveis (chamadas de variáveis de estado), tais que o conhecimento dessas variáveis em $t = t_0$, juntamente com o conhecimento da entrada para $t \geq t_0$, determina completamente o comportamento

do sistema para qualquer instante $t \geq t_0$.

Variáveis de estado de um sistema dinâmico

As variáveis de estado de um sistema dinâmico são aquelas que constituem o menor conjunto de variáveis capaz de determinar o estado desse sistema dinâmico. Se pelo menos n variáveis x_1, x_2, \dots, x_n são necessárias para descrever todo o comportamento do sistema dinâmico, então essas n variáveis formam um conjunto de variáveis de estado.

Vetor de estado

O vetor de estado é o vetor que tem como componentes n variáveis de estado necessárias para descrever completamente o comportamento de um dado sistema. Assim, um vetor de estado é aquele que determina univocamente o estado do sistema $x(t)$ para qualquer instante $t \geq t_0$, uma vez dado o estado em $t = t_0$, e especificada a entrada $u(t)$ para $t \geq t_0$.

Espaço de estados

O espaço de estados é o espaço n -dimensional, cujos eixos coordenados são formados pelos eixos de x_1, x_2, \dots, x_n , onde x_1, x_2, \dots, x_n são as variáveis de estado.

Equações no espaço de estados

A análise no espaço de estados envolve três tipos de variáveis que estão presentes na modelagem de sistemas dinâmicos: variáveis de entrada “ u ”, variáveis de saída “ y ” e variáveis de estado “ x ”. A representação de um dado sistema no espaço de estados não é única, mas o número de variáveis de estado é o mesmo para qualquer uma das diferentes representações do mesmo sistema, no espaço de estados.

O sistema dinâmico deve conter elementos que memorizem os valores de entrada para $t \geq t_1$. Uma vez que os integradores em um sistema de controle de tempo contínuo servem como dispositivos de memória, as saídas desses integradores podem ser consideradas variáveis que definem o estado interno do sistema dinâmico. Assim, estas podem ser escolhidas como variáveis de estado. O número de variáveis de estado que definem completamente a dinâmica de um sistema é igual ao número de integradores

existentes no sistema [72].

Suponhamos que se tenha um sistema que envolva n integradores (n variáveis de estado x_1, x_2, \dots, x_n) e que o mesmo possua r entradas u_1, u_2, \dots, u_r e m saídas y_1, y_2, \dots, y_m .

O sistema pode ser descrito por

$$\dot{\underline{x}} = \underline{f}(\underline{x}, \underline{u}) \quad (2.2)$$

$$\underline{y} = \underline{g}(\underline{x}, \underline{u}) \quad (2.3)$$

onde

$$\underline{x} = \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ \vdots \\ x_n \end{bmatrix} \quad \underline{u} = \begin{bmatrix} u_1 \\ u_2 \\ \vdots \\ u_r \end{bmatrix} \quad \underline{f} = \begin{bmatrix} f_1 \\ f_2 \\ \vdots \\ f_n \end{bmatrix} \quad \underline{g} = \begin{bmatrix} g_1 \\ g_2 \\ \vdots \\ g_m \end{bmatrix}$$

Se as equações (2.2) e (2.3) forem linearizadas em torno de um ponto de operação x_0, u_0 considerado em equilíbrio, no qual desejamos fazer uma análise de pequenas perturbações, este ponto deverá satisfazer (2.2), portanto:

$$\dot{\underline{x}}_0 = \underline{f}(\underline{x}_0, \underline{u}_0) = \underline{0} \quad (2.4)$$

Se o sistema sofre um pequeno distúrbio dado por $\dot{\underline{x}}_0 + \Delta\dot{\underline{x}}$ e $\underline{u}_0 + \Delta\underline{u}$, o novo estado deverá ainda satisfazer (2.3):

$$\dot{\underline{x}} = \dot{\underline{x}}_0 + \Delta\dot{\underline{x}} = \underline{f}[(\dot{\underline{x}}_0 + \Delta\dot{\underline{x}}, \underline{u}_0 + \Delta\underline{u})] = \underline{0} \quad (2.5)$$

Como se assume uma perturbação pequena, a função não-linear $\underline{f}(\underline{x}, \underline{u})$ pode ser expressa através de sua expansão em série de Taylor. Desprezando termos de ordem igual e superior a dois, tem-se:

$$\dot{\underline{x}}_i = \dot{\underline{x}}_{i0} + \Delta\dot{\underline{x}}_i = f_i[(\dot{\underline{x}}_0 + \Delta\dot{\underline{x}}, \underline{u}_0 + \Delta\underline{u})] \quad (2.6)$$

$$\dot{\underline{x}}_i = f_i(\dot{\underline{x}}_0, \underline{u}_0) + \frac{df_i}{dx_1} \Delta x_1 + \dots + \frac{df_i}{dx_n} \Delta x_n + \frac{df_i}{du_1} \Delta u_1 + \dots + \frac{df_i}{du_r} \Delta u_r \quad (2.7)$$

como $\dot{\underline{x}}_{i0} = f_i(\dot{\underline{x}}_0, \underline{u}_0)$, obtem-se:

$$\Delta\dot{\underline{x}}_i = \frac{df_i}{dx_1} \Delta x_1 + \dots + \frac{df_i}{dx_n} \Delta x_n + \frac{df_i}{du_1} \Delta u_1 + \dots + \frac{df_i}{du_r} \Delta u_r \quad (2.8)$$

sendo $i = 1, 2, \dots, n$.

Analogamente, para o vetor de saídas do sistema dado pela Equação (2.3), podem-se escrever:

$$\Delta y_j = \frac{dg_j}{dg_1} \Delta x_1 + \dots + \frac{dg_j}{dx_n} \Delta x_n + \frac{dg_j}{du_1} \Delta u_1 + \dots + \frac{dg_j}{du_r} \Delta u_r \quad (2.9)$$

sendo $j = 1, 2, \dots, m$.

Assim, a forma linearizada das equações (2.2) e (2.3) é:

$$\Delta \dot{\underline{x}} = \mathbf{A} \Delta \underline{x} + \mathbf{B} \Delta \underline{u} \quad (2.10)$$

$$\Delta \underline{y} = \mathbf{C} \Delta \underline{x} + \mathbf{D} \Delta \underline{u} \quad (2.11)$$

onde

$$\mathbf{A} = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial f_1}{\partial x_n} \\ \dots & \dots & \dots \\ \frac{\partial f_n}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial f_n}{\partial x_n} \end{bmatrix}$$

$$\mathbf{B} = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial u_1} & \dots & \frac{\partial f_1}{\partial u_r} \\ \dots & \dots & \dots \\ \frac{\partial f_n}{\partial u_1} & \dots & \frac{\partial f_n}{\partial u_r} \end{bmatrix}$$

$$\mathbf{C} = \begin{bmatrix} \frac{\partial g_1}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial g_1}{\partial x_n} \\ \dots & \dots & \dots \\ \frac{\partial g_m}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial g_m}{\partial x_n} \end{bmatrix}$$

$$\mathbf{D} = \begin{bmatrix} \frac{\partial g_1}{\partial u_1} & \dots & \frac{\partial g_1}{\partial u_r} \\ \dots & \dots & \dots \\ \frac{\partial g_m}{\partial u_1} & \dots & \frac{\partial g_m}{\partial u_r} \end{bmatrix}$$

2.3 Representação dos sistemas dinâmicos no espaço de estados

$\underline{\Delta x}$ é o vetor de estado de ordem n

$\underline{\Delta y}$ é o vetor de saída de ordem m

$\underline{\Delta u}$ é o vetor de entrada de ordem r

\mathbf{A} é a matriz de estado ou planta de ordem $n \times n$

\mathbf{B} é a matriz de entrada ou controle de ordem $n \times r$

\mathbf{C} é a matriz de saída de ordem $m \times n$

\mathbf{D} é a matriz de transmissão direta $m \times r$

Aplicando a transformada de Laplace nas equações (2.6) e (2.7), obtêm-se as equações de estado no domínio da frequência:

$$s\underline{\Delta x}(s) - \underline{\Delta x}(0) = \mathbf{A}\underline{\Delta x}(s) + \mathbf{B}\underline{\Delta u}(s) \quad (2.12)$$

$$\underline{\Delta y}(s) = \mathbf{C}\underline{\Delta x}(s) + \mathbf{D}\underline{\Delta u}(s) \quad (2.13)$$

rearranjando os termos da Equação (2.8), tem-se:

$$(s\mathbf{I} - \mathbf{A})\underline{\Delta x}(s) = \underline{\Delta x}(0) + \mathbf{B}\underline{\Delta u}(s) \quad (2.14)$$

assim,

$$\underline{\Delta x}(s) = \frac{\text{adj}(s\mathbf{I} - \mathbf{A})}{\det(s\mathbf{I} - \mathbf{A})} [\underline{\Delta x}(0) + \mathbf{B}\underline{\Delta u}(s)] \quad (2.15)$$

e em forma similar para (2.9)

$$\underline{\Delta y}(s) = \mathbf{C} \frac{\text{adj}(s\mathbf{I} - \mathbf{A})}{\det(s\mathbf{I} - \mathbf{A})} [\underline{\Delta x}(0) + \mathbf{B}\underline{\Delta u}(s)] + \mathbf{D}\underline{\Delta u}(s) \quad (2.16)$$

sendo \mathbf{I} a matriz identidade.

Os pólos de $\underline{\Delta x}$ e $\underline{\Delta y}$ são as raízes da equação seguinte, denominada “Equação característica da matriz \mathbf{A} ”:

$$\det(s\mathbf{I} - \mathbf{A}) = 0 \quad (2.17)$$

2.4 Propriedades da matriz de estado

2.4.1 Autovalores

Os autovalores de uma matriz \mathbf{A} são definidos como os valores do parâmetro escalar λ para o qual existem soluções não triviais da equação:

$$\mathbf{A}\underline{\phi} = \lambda\underline{\phi} \quad (2.18)$$

onde \mathbf{A} é uma matriz $n \times n$ e $\underline{\phi}$ um vetor de dimensão n .

Dessa forma, os autovalores de uma matriz \mathbf{A} podem ser calculados através da solução das raízes da sua equação característica, que é definida por:

$$(\mathbf{A} - \lambda\mathbf{I})\underline{\phi} = \underline{0} \quad (2.19)$$

para uma solução não trivial:

$$\det(\mathbf{A} - \lambda\mathbf{I}) = 0 \quad (2.20)$$

2.4.2 Autovetores

Para cada autovalor λ_i da matriz \mathbf{A} , existe um vetor $\underline{\phi}_i$ que satisfaz a Equação 2.18, o qual é denominado “autovetor à direita” da matriz \mathbf{A} associado ao autovalor λ_i .

Portanto, tem-se:

$$\mathbf{A}\underline{\phi}_i = \lambda_i\underline{\phi}_i \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (2.21)$$

sendo que o autovetor $\underline{\phi}_i$ é o seguinte vetor-coluna:

$$\underline{\phi}_i = \begin{bmatrix} \phi_{1i} \\ \phi_{2i} \\ \vdots \\ \phi_{ni} \end{bmatrix} \quad (2.22)$$

Igualmente, o vetor linha $\underline{\psi}_i$ que satisfaz a Equação 2.23, é denominado “autovetor à esquerda” da matriz \mathbf{A} .

$$\underline{\psi}_i\mathbf{A} = \lambda_i\underline{\psi}_i \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (2.23)$$

onde

$$\underline{\psi}_i = [v_{i1} \quad v_{i2} \quad \dots \quad v_{in}] \quad (2.24)$$

2.4 Propriedades da matriz de estado

Os autovetores à esquerda e à direita correspondentes a autovalores diferentes são ortogonais, melhor dizendo:

$$\underline{\psi}_i \underline{\phi}_j = 0 \dots \dots \dots \forall i \neq j \quad (2.25)$$

Porém, autovetores à esquerda e à direita, correspondentes ao mesmo autovalor, não são ortogonais, portanto:

$$\underline{\psi}_i \underline{\phi}_j \neq 0 \dots \dots \dots \forall i = j \quad (2.26)$$

2.4.3 Matrizes Modais

Para expressar as propriedades da matriz de estado \mathbf{A} , é conveniente introduzir as matrizes seguintes:

$$\mathbf{\Phi} = \begin{bmatrix} \underline{\phi}_1 & \underline{\phi}_2 & \dots & \underline{\phi}_n \end{bmatrix} \quad (2.27)$$

$$\mathbf{\Psi} = \begin{bmatrix} \underline{\psi}_1^T & \underline{\psi}_2^T & \dots & \underline{\psi}_n^T \end{bmatrix}^T \quad (2.28)$$

$$\mathbf{\Lambda} = \mathbf{\Phi}^{-1} \mathbf{A} \mathbf{\Phi} \quad (2.29)$$

onde todas as matrizes são de ordem $n \times n$, sendo $\mathbf{\Lambda}$ uma matriz diagonal, a qual tem os autovalores da matriz de estado \mathbf{A} : $\lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_n$ como seus elementos diagonais.

2.4.4 Movimento livre de um sistema dinâmico

Se na Equação 2.10 o valor da entrada é zero, considera-se que um sistema dinâmico está em movimento livre. Então:

$$\Delta \dot{\underline{x}} = \mathbf{A} \Delta \underline{x} \quad (2.30)$$

esta última equação pode também ser representada por

$$\dot{\underline{z}} = \mathbf{\Lambda} \underline{z} \quad (2.31)$$

onde \underline{z} um novo vetor de estado relacionado com o vetor $\Delta \underline{x}$ pela transformação:

$$\Delta \underline{x} = \mathbf{\Phi} \underline{z} \quad (2.32)$$

A Equação 2.31 é importante porque representa n equações diferenciais de primeira ordem desacopladas entre si da forma

$$\dot{z}_i = \lambda_i z_i \quad i = 1, 2, \dots, n. \quad (2.33)$$

Cuja solução no domínio do tempo é demonstrada por:

$$z_i(t) = z_i(0)e^{\lambda_i t} \quad (2.34)$$

onde $z_i(0)$ é o valor inicial de z_i .

Voltando para a Equação 2.31, a resposta em termos do vetor de estado original pode ser demonstrada por:

$$\underline{\Delta x}(t) = \underline{\Phi} \underline{z}(t) \quad (2.35)$$

$$\underline{\Delta x}(t) = \begin{bmatrix} \underline{\phi}_1 & \underline{\phi}_2 & \cdots & \underline{\phi}_n \end{bmatrix} \begin{bmatrix} z_1(t) \\ z_2(t) \\ \vdots \\ z_n(t) \end{bmatrix} \quad (2.36)$$

relacionando (2.35) e (2.36) tem-se:

$$\underline{\Delta x}(t) = \sum_{i=1}^n \underline{\phi}_i z_i(0) e^{\lambda_i t} \quad (2.37)$$

de (2.37) tem-se:

$$\underline{z}(t) = \underline{\Phi}^{-1} \underline{\Delta x}(t) \quad (2.38)$$

$$\underline{z}(t) = \underline{\Psi} \underline{\Delta x}(t) \quad (2.39)$$

implicando que:

$$z_i(t) = \underline{\psi}_i \underline{\Delta x}(t) \quad (2.40)$$

Ao se determinar $t = 0$ na Equação 2.40, obtém-se:

$$z_i(0) = \underline{\psi}_i \underline{\Delta x}(0) \quad (2.41)$$

Se fosse usado c_i para denotar o produto escalar $\underline{\psi}_i \underline{\Delta x}(0)$, pode-se escrever a Equação 2.37 da seguinte forma:

$$\underline{\Delta x}(t) = \sum_{i=1}^n \underline{\phi}_i c_i e^{\lambda_i t} \quad (2.42)$$

A resposta da i -ésima variável de estado pode ser representada por:

$$\Delta x_i(t) = \varphi_{i1}c_1e^{\lambda_1 t} + \varphi_{i2}c_2e^{\lambda_2 t} + \dots + \varphi_{in}c_n e^{\lambda_n t} \quad (2.43)$$

A Equação 2.43 é a resposta livre (sem entradas) no domínio do tempo de um sistema dinâmico em termos dos autovalores e os autovetores à esquerda e à direita. Desta forma, a resposta livre (ou condição inicial) é demonstrada por uma combinação linear de n modos dinâmicos, que correspondem aos n autovalores da matriz de estado.

O produto escalar $\underline{\psi}_i \Delta \underline{x}(0)$ representa a magnitude da excitação do i -ésimo modo resultante das condições iniciais. Se as condições iniciais caem ao longo do j -ésimo vetor, o produto escalar $\underline{\psi}_i \Delta \underline{x}(0)$ será identicamente zero para todo $i \neq j$. Dessa forma, somente o j -ésimo modo será excitado.

Se o vetor que representa as condições iniciais não for um autovetor, poderá ser representado por uma combinação linear de n autovetores. A resposta do sistema será a soma das n respostas.

Se a componente ao longo de um autovetor de condições iniciais for zero, o modo correspondente não será excitado.

2.4.5 Autovalores e estabilidade

De acordo com a Equação 2.35, a característica dependente do tempo, para um autovalor λ_i qualquer, é dada por $e^{\lambda_i t}$. Portanto, a estabilidade do sistema é determinada pela natureza dos autovalores, da seguinte forma:

- **Autovalores Reais Negativos** – Correspondem a modos aperiódicos, decaindo com o tempo. A maior magnitude mais rápida será a queda.

- **Autovalores Reais Positivos** – Correspondem a modos aperiódicos crescentes com o tempo, o que caracteriza instabilidade aperiódica.

- **Autovalores Complexos com Parte Real Negativa** – Ocorrem em pares conjugados e correspondem a modos oscilatórios amortecidos.

- **Autovalores Complexos com Parte Real Positiva** – Ocorrem em pares conjugados e correspondem a modos oscilatórios crescentes com o tempo, o que caracteriza instabilidade oscilatória.

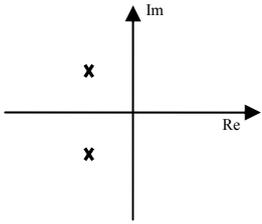
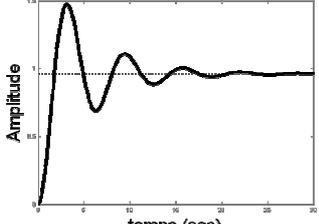
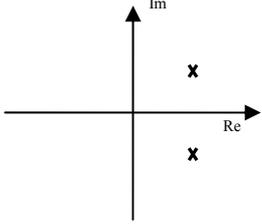
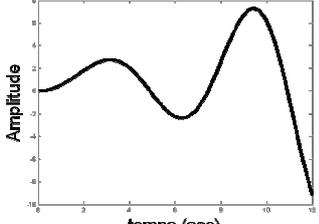
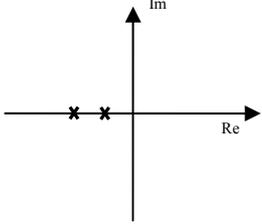
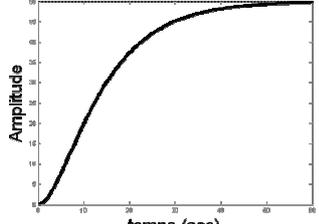
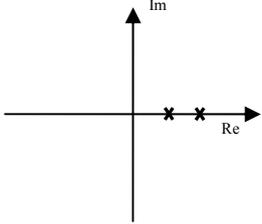
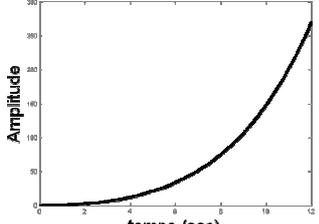
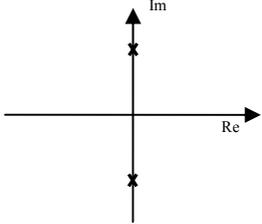
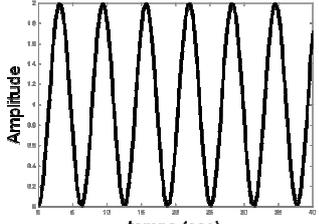
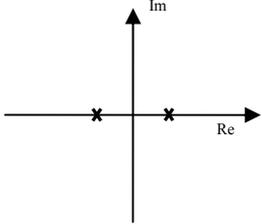
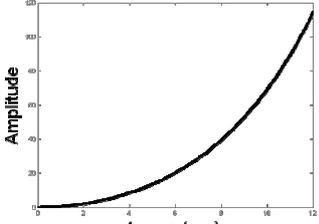
Localização dos autovalores no plano complexo	Resposta Típica	Modo de oscilação
		<p>Estável Oscilatório amortecido</p>
		<p>Instável Oscilatório crescente com o tempo</p>
		<p>Estável Não oscilatório</p>
		<p>Instável Não oscilatório crescente com o tempo</p>
		<p>Estável Oscilatório de amplitude constante</p>
		<p>Instável Não oscilatório crescente com o tempo</p>

Figura 2.3.- Resposta ao degrau para diferentes pares de autovalores.

- **Autovalores Complexos com Parte Real Nula** – Ocorrem em pares conjugados e correspondem a modos oscilatórios de amplitude constante, o que caracteriza modos condicionalmente estáveis.

A parte real de um autovalor fornece o amortecimento do modo associado ao mesmo, enquanto que a parte imaginária fornece a frequência de oscilação.

Se um dado autovalor não possui componente imaginária (autovalor real) e está no semi-plano esquerdo do plano complexo (negativo), haverá um modo aperiódico (frequência de oscilação nula) decrescente ao longo do tempo. Da mesma forma, se um dado autovalor não possui componente imaginária e está no semi-plano direito do plano complexo (positivo), haverá um modo aperiódico crescente ao longo do tempo.

No caso de um par de autovalores complexos conjugados com parte real negativa, existirá um modo de oscilação amortecido. Por outro lado, para um par de autovalores complexos conjugados com parte real positiva, haverá um modo de oscilação com amplitude crescente ao longo do tempo.

Se a componente real do autovalor é nula, não existe amortecimento das oscilações, o que dá origem a um modo de oscilação com amplitude constante.

A Figura 2.3 mostra de forma gráfica respostas típicas à aplicação do degrau para as diferentes naturezas dos autovalores.

2.4.6 Mode-Shapes e autovetores

Nas seções anteriores mostra-se a resposta de um sistema em termos dos vetores de estado $\underline{\Delta x}$ e \underline{z} , os quais estão relacionados entre si da seguinte forma:

$$\underline{\Delta x}(t) = \Phi \underline{z}(t) \quad (2.44)$$

$$\underline{\Delta x}(t) = \begin{bmatrix} \underline{\phi}_1 & \underline{\phi}_2 & \cdots & \underline{\phi}_n \end{bmatrix} \begin{bmatrix} z_1(t) \\ z_2(t) \\ \vdots \\ z_n(t) \end{bmatrix} \quad (2.45)$$

e

$$\underline{z}(t) = \Psi \underline{\Delta x}(t) \quad (2.46)$$

$$\underline{z}(t) = \begin{bmatrix} \underline{\psi}_1 \\ \underline{\psi}_2 \\ \vdots \\ \underline{\psi}_n \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x_1(t) \\ \Delta x_2(t) \\ \vdots \\ \Delta x_n(t) \end{bmatrix} \quad (2.47)$$

Também demonstra-se que as variáveis que compõem o vetor de estado transformado \underline{z} estão associadas a um único modo do sistema. Em outras palavras, as variáveis transformadas \underline{z} estão relacionadas diretamente com os modos de oscilação do sistema.

Na Equação 2.44, observa-se que os autovetores à direita fornecem os chamados “mode-shapes”, dando uma medida da atividade de uma variável de estado quando um determinado modo é excitado. Por exemplo, o grau de atividade da variável de estado x_k no i -ésimo modo é dado pelo elemento ϕ_{ki} do autovetor à direita $\underline{\phi}_i$.

As magnitudes dos elementos do vetor $\underline{\phi}_i$ fornecem o grau de atividade de cada variável de estado em relação ao i -ésimo modo, enquanto os ângulos dos elementos do vetor $\underline{\phi}_i$ fornecem as defasagens de cada variável de estado em relação ao i -ésimo modo.

A Equação 2.46 mostra que um determinado autovetor à esquerda $\underline{\psi}_i$ identifica a combinação das variáveis de estado originais que formam o i -ésimo modo. Assim, o k -ésimo elemento do autovetor à direita $\underline{\phi}_i$ mede o grau de atividade ou resposta da variável x_k no i -ésimo modo, enquanto o k -ésimo elemento do autovetor à esquerda $\underline{\psi}_i$ fornece o peso dessa resposta no i -ésimo modo.

2.4.7 Fator de Participação

A utilização individual dos autovetores à direita ou à esquerda para identificação da relação entre cada estado e cada modo traz problemas, uma vez que os elementos dos autovetores são dependentes das unidades e das escalas associadas às variáveis de estado. Para contornar tal dificuldade, utiliza-se a “matriz de participação” que combina os autovetores à direita e à esquerda. A matriz de participação é definida por:

$$\mathbf{P} = \left[\underline{p}_1 \quad \underline{p}_2 \quad \cdots \quad \underline{p}_n \right] \quad (2.48)$$

sendo:

$$\underline{p}_i = \begin{bmatrix} p_{1i} \\ p_{2i} \\ \vdots \\ p_{ni} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \phi_{1i} \psi_{i1} \\ \phi_{2i} \psi_{i2} \\ \vdots \\ \phi_{ni} \psi_{in} \end{bmatrix} \quad (2.49)$$

onde:

φ_{ki} é o k-ésimo elemento do autovetor à direita $\underline{\phi}_i$.

ν_{ik} é o k-ésimo elemento do autovetor à esquerda $\underline{\psi}_i$.

Cada elemento da matriz de participação é chamado de “fator de participação”, representando uma medida da participação de uma variável de estado em um determinado modo presente no sistema. O resultado da multiplicação dos autovetores à direita e dos autovetores à esquerda é adimensional, isto é, independentemente da escolha de unidades.

2.4.8 Controlabilidade e Observabilidade

Controlabilidade é a propriedade do acoplamento entre a entrada e o estado, dessa forma, envolve as matrizes A e B. Observabilidade é a propriedade do acoplamento entre a saída e o estado, assim envolve as matrizes A e C [12].

Nas equações 2.10 e 2.11 foi apresentada, em forma linearizada, a resposta do sistema na presença de uma entrada Δu . Expressando essas equações em termos da variável de transformação \underline{z} , tem-se:

$$\Phi \dot{\underline{z}} = \mathbf{A} \Phi \underline{z} + \mathbf{B} \Delta u \quad (2.50)$$

$$\Delta y = \mathbf{C} \Phi \underline{z} + \mathbf{D} \Delta u \quad (2.51)$$

A transformação dessas equações na forma desacoplada pode, portanto, ser escrita da seguinte forma:

$$\dot{\underline{z}} = \mathbf{A}' \underline{z} + \mathbf{B}' \Delta u \quad (2.52)$$

$$\Delta y = \mathbf{C}' \underline{z} + \mathbf{D} \Delta u \quad (2.53)$$

onde:

$$\mathbf{B}' = \Phi^{-1} \mathbf{B} \quad (2.54)$$

$$\mathbf{C}' = \mathbf{C} \Phi \quad (2.55)$$

Se a i-ésima linha da matriz B' for nula, na Equação 2.52, pode-se dizer que as entradas não têm efeito sobre o i-ésimo modo do sistema. Nesse caso, diz-se que o i-ésimo modo é “não-controlável”.

Da mesma forma, na Equação 2.53, nota-se que a i-ésima coluna da matriz C' determina o quanto cada variável z_i contribui para a formação das saídas. Se uma coluna é nula, então diz-se que o modo correspondente é “não observável”. Isso explica

o fato de, em alguns casos, serem vistos alguns modos mal amortecidos que não são detectados através da monitoração de determinadas variáveis de saída (variáveis medidas ou monitoradas).

A matriz B' é denominada “matriz de controlabilidade”, enquanto a matriz C' é denominada “matriz de observabilidade”. A partir da inspeção das matrizes B' e C' , é possível classificar os modos do sistema quanto à sua controlabilidade e observabilidade.

2.4.9 Função de Transferência e Espaço de Estados

Uma outra forma de representar um sistema é a partir da denominada função de transferência, a qual relaciona uma entrada a uma saída do sistema. Assim, para um dado sistema, define-se a função de transferência $G(s)$ com saída $Y(s)$ e entrada $U(s)$, da seguinte maneira:

$$\frac{Y(s)}{U(s)} = G(s) = \frac{b_m s^m + b_{m-1} s^{m-1} + \dots + b_1 s + b_0}{a_n s^n + a_{n-1} s^{n-1} + \dots + a_1 s + a_0} \quad (2.56)$$

ou na forma fatorada:

$$G(s) = \frac{b_m (s - z_1)(s - z_2) \dots (s - z_m)}{a_n (s - p_1)(s - p_2) \dots (s - p_n)} \quad (2.57)$$

onde os números z_1, z_2, \dots, z_m são chamados de zeros em razão de ser valores de s para os quais $G(s)$ é zero. Os números p_1, p_2, \dots, p_n são chamados de pólos de s .

A representação mediante a função de transferência exprime somente o comportamento do sistema a respeito da relação entrada-saída especificada. Porém, a representação no espaço de estados relaciona-se tanto com as propriedades de entrada e saída de um sistema quanto com seu comportamento interno por inteiro.

Uma vez que há interesse em realizar ambos os tipos de representações, é importante observar como ambos os modos de representação do sistema estão relacionados.

$$\Delta \dot{x} = \underline{A} \Delta x + \underline{b} \Delta u \quad (2.58)$$

$$\Delta y = \underline{c} \Delta x \quad (2.59)$$

onde:

\mathbf{A} é a matriz de estado, $\Delta \underline{x}$ é o vetor de estado, Δu é uma entrada simples, Δy é uma saída simples, \underline{c} é um vetor linha e \underline{b} é um vetor coluna. Assumindo que y não é função direta de u , tem-se $\mathbf{D} = 0$.

Expressando a relação entre a entrada e a saída como função de transferência:

$$G(s) = \frac{\Delta Y(s)}{\Delta U(s)} = \underline{c}(s\mathbf{I} - \mathbf{A})^{-1}\underline{b} = \frac{b_m(s-z_1)(s-z_2)\cdots(s-z_m)}{a_n(s-p_1)(s-p_2)\cdots(s-p_n)} \quad (2.60)$$

expandindo $G(s)$ em frações parciais:

$$G(s) = \frac{R_1}{(s-p_1)} + \frac{R_2}{(s-p_2)} + \cdots + \frac{R_n}{(s-p_n)} \quad (2.61)$$

onde R_i é chamado de resíduo de $G(s)$ no pólo p_i .

Escrevendo as equações (2.58) e (2.59) em termos das variáveis desacopladas, chega-se a:

$$G(s) = \frac{\Delta Y(s)}{\Delta U(s)} = \underline{c}\Phi[s\mathbf{I} - \Lambda]^{-1}\Psi\underline{b} \quad (2.62)$$

assim mesmo, podemos expressar o resíduo como:

$$R_i = \underline{c}\phi_i\underline{\psi}_i\underline{b} \quad (2.63)$$

Como podemos observar na Equação 2.63, o resíduo da função de transferência pode ser descrita em termos dos autovetores à esquerda e à direita.

2.5 Modelo dinâmico de um sistema elétrico de potência

Após ter feito a revisão da teoria de representação dos sistemas dinâmicos no espaço de estados, particulariza-se para um sistema elétrico de potência.

O comportamento de um sistema elétrico de potência, se consideradas todas as dinâmicas, é descrito por um conjunto de equações diferenciais ordinárias de primeira ordem do seguinte tipo:

$$\dot{\underline{x}} = h(\underline{x}, \underline{z}) \quad (2.64)$$

$$\dot{\underline{z}} = q(\underline{x}, \underline{z}) \quad (2.65)$$

Onde por conveniência podemos dividir as dinâmicas das máquinas síncronas,

reguladores de velocidade, sistemas de excitação, estabilizadores de sistemas de potência, motores de indução, cargas dinâmicas, FACTS e outros na Equação 2.64 e a dinâmica da rede de transmissão na Equação 2.65.

Nos modelos para a análise de estabilidade, as dinâmicas associadas com as linhas de transmissão são ignoradas, já que seu tempo de resposta é muito rápido quando comparado aos outros componentes do sistema. Nessas condições, as equações diferenciais utilizadas para modelar a linha são transformadas em restrições algébricas, as quais tipicamente se correspondem com o modelo de fluxo de carga clássico.

$$\underline{\dot{x}} = f(\underline{x}, \underline{r}) \quad (2.66)$$

$$\underline{0} = g(\underline{x}, \underline{r}) \quad (2.67)$$

Dessa forma, o sistema de potência fica descrito por um modelo algébrico-diferencial, cujas equações são resolvidas simultaneamente. Onde \underline{x} é o vetor de estado e \underline{r} é o vetor das variáveis algébricas.

Nos estudos de estabilidade transitória o comportamento dinâmico do sistema é determinado através da simulação no domínio do tempo do conjunto de equações algébricas e diferenciais.

Os estudos de estabilidade a pequenas perturbações são feitos a partir da linearização das equações (2.66) e (2.67) em torno de um ponto de operação $(\underline{x}_0, \underline{r}_0)$ do sistema:

$$\begin{bmatrix} \Delta \underline{\dot{x}} \\ \underline{0} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \underline{x} \\ \Delta \underline{r} \end{bmatrix} \quad (2.68)$$

onde J_1, J_2, J_3 e J_4 constituem a matriz Jacobiano do sistema e são expressas por:

$$J_1 = \left. \frac{\partial f(\underline{x}, \underline{r})}{\partial \underline{x}} \right|_{\underline{x}_0, \underline{r}_0} \quad (2.69)$$

$$J_2 = \left. \frac{\partial f(\underline{x}, \underline{r})}{\partial \underline{r}} \right|_{\underline{x}_0, \underline{r}_0} \quad (2.70)$$

$$J_3 = \left. \frac{\partial g(\underline{x}, \underline{r})}{\partial \underline{x}} \right|_{\underline{x}_0, \underline{r}_0} \quad (2.71)$$

$$J_4 = \left. \frac{\partial g(\underline{x}, \underline{r})}{\partial \underline{r}} \right|_{\underline{x}_0, \underline{r}_0} \quad (2.72)$$

A matriz de estados (matriz **A**) pode ser obtida pela eliminação das variáveis

algébricas da matriz Jacobiano. Os autovalores dessa matriz fornecem informações sobre a estabilidade do sistema em torno do ponto de operação $(\underline{x}_0, \underline{r}_0)$:

$$\Delta \underline{r} = -J_4^{-1} J_3 \Delta \underline{x} \quad (2.73)$$

$$\Delta \dot{\underline{x}} = \left[J_1 - J_2 J_4^{-1} J_3 \right] \Delta \underline{x} = \mathbf{A} \Delta \underline{x} \quad (2.74)$$

Uma desvantagem da matriz Jacobiano é que ela não é esparsa, estando a solução da Equação 2.68 restrita para sistemas elétricos de pequeno e medio porte. Quando lidamos com sistemas elétricos de grande porte, o tempo computacional para a solução dessa equação é proibitivo.

Para resolver esse problema, a dinâmica do sistema pode ser descrita através de um conjunto de equações conhecidas como o Sistema Aumentado de Equações, descrito a seguir:

$$\dot{\underline{x}} = f(\underline{x}, \underline{r}, \underline{u}) \quad (2.75)$$

$$\underline{0} = g(\underline{x}, \underline{r}, \underline{u}) \quad (2.76)$$

onde \underline{x} é o vetor de estados, \underline{r} é o vetor das variáveis algébricas e \underline{u} é o vetor de entradas.

As saídas do sistema que podem ser observadas, podem também ser expressas em função dos vetores \underline{x} , \underline{r} e \underline{u} , da seguinte forma:

$$\underline{y} = h(\underline{x}, \underline{r}, \underline{u}) \quad (2.77)$$

A análise da estabilidade a pequenas perturbações pressupõe a linearização das equações (2.75), (2.76) (2.77) em torno de um ponto de operação do sistema $(\underline{x}_0, \underline{r}_0, \underline{u}_0)$:

$$\Delta \dot{\underline{x}} = \left(\frac{\partial f}{\partial \underline{x}} \Big|_{\underline{x}_0, \underline{r}_0, \underline{u}_0} \right) \Delta \underline{x} + \left(\frac{\partial f}{\partial \underline{r}} \Big|_{\underline{x}_0, \underline{r}_0, \underline{u}_0} \right) \Delta \underline{r} + \left(\frac{\partial f}{\partial \underline{u}} \Big|_{\underline{x}_0, \underline{r}_0, \underline{u}_0} \right) \Delta \underline{u} \quad (2.78)$$

$$\Delta \dot{\underline{x}} = \left(\frac{\partial g}{\partial \underline{x}} \Big|_{\underline{x}_0, \underline{r}_0, \underline{u}_0} \right) \Delta \underline{x} + \left(\frac{\partial g}{\partial \underline{r}} \Big|_{\underline{x}_0, \underline{r}_0, \underline{u}_0} \right) \Delta \underline{r} + \left(\frac{\partial g}{\partial \underline{u}} \Big|_{\underline{x}_0, \underline{r}_0, \underline{u}_0} \right) \Delta \underline{u} \quad (2.79)$$

$$\Delta \dot{\underline{x}} = \left(\frac{\partial h}{\partial \underline{x}} \Big|_{\underline{x}_0, \underline{r}_0, \underline{u}_0} \right) \Delta \underline{x} + \left(\frac{\partial h}{\partial \underline{r}} \Big|_{\underline{x}_0, \underline{r}_0, \underline{u}_0} \right) \Delta \underline{r} + \left(\frac{\partial h}{\partial \underline{u}} \Big|_{\underline{x}_0, \underline{r}_0, \underline{u}_0} \right) \Delta \underline{u} \quad (2.80)$$

O símbolo Δ representa uma variação incremental em torno do ponto de equilíbrio do sistema elétrico e, para maior simplicidade do texto, será omitido nas demais equações apresentadas nesse capítulo.

Representando as equações acima utilizando notação matricial, obtém-se:

$$\begin{bmatrix} \dot{\underline{x}} \\ \underline{0} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{x} \\ \underline{r} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \underline{b}_x \\ \underline{b}_r \end{bmatrix} \underline{u} \quad (2.81)$$

$$\underline{y} = [\underline{c}_x \ \underline{c}_r] \begin{bmatrix} \underline{x} \\ \underline{r} \end{bmatrix} + \mathbf{D}\underline{u} \quad (2.82)$$

onde:

$$\begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix} \quad \text{Matriz Jacobiano do sistema}$$

$$\begin{bmatrix} \underline{x} \\ \underline{r} \end{bmatrix} \quad \text{Vetor de estados aumentado}$$

$$\begin{bmatrix} \underline{b}_x \\ \underline{b}_r \end{bmatrix} \quad \text{Matriz de entrada aumentada}$$

$$[\underline{c}_x \ \underline{c}_r] \quad \text{Matriz de saída aumentada}$$

A matriz de estados do sistema, se necessário, pode ser obtida por eliminação do vetor das variáveis algébricas \underline{r} nas equações acima, fazendo:

$$\underline{r} = -J_4^{-1} J_3 \underline{x} \quad (2.83)$$

e então:

$$\dot{\underline{x}} = J_1 \underline{x} + J_2 \underline{r} \quad (2.84)$$

$$\dot{\underline{x}} = [J_1 - J_2 J_4^{-1} J_3] \underline{x} = \mathbf{A} \underline{x} \quad (2.85)$$

A Equação 2.18 é a equação básica que relaciona a matriz de estados, a autovalores e a autovetores. Essa equação pode ser expressa em termos da matriz Jacobiano. O problema de autovalores torna-se, então, um problema de autovalores generalizados, da forma:

$$\begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{\phi} \\ \underline{r} \end{bmatrix} = \lambda \begin{bmatrix} I & 0 \\ 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{\phi} \\ \underline{r} \end{bmatrix} \quad (2.86)$$

onde $\begin{bmatrix} \underline{\phi} \\ \underline{r} \end{bmatrix}$ é denominado autovetor aumentado à direita do autovalor λ .

De forma análoga, o autovetor aumentado à esquerda do autovalor λ pode ser

definido por $\begin{bmatrix} \underline{\psi} & \underline{r} \end{bmatrix}$.

Devido à esparsidade da matriz Jacobiano obtida dessa forma, torna-se viável o uso de algoritmos eficientes baseados em técnicas de esparsidade, para a análise da estabilidade frente a pequenas perturbações, em sistemas elétricos de grande porte. Em MARTINS *et al.* [31, 33, 34] detalham-se os algoritmos seguintes:

Quociente de Rayleigh, quociente de Rayleigh com deflação, bi-iteração com refatoração – RBI, algoritmo de pólo dominante, algoritmos de múltiplos pólos dominantes, algoritmo de zero dominante.

2.6 Projeto de estabilizadores de sistemas elétricos de potência descentralizados

2.6.1 Considerações gerais

Como foi apresentado nas seções anteriores, o problema da estabilidade frente a pequenas perturbações é provocado pela falta de suficiente torque de amortecimento, assim, a solução é utilizar um sinal estabilizador que produza uma componente de torque elétrico em fase com a variação da velocidade que acrescente esse amortecimento (ver a Equação 2.1).

Isso pode ser conseguido com um dispositivo conhecido como *PSS*, do inglês *Power System Stabilizers*, descrito em 2.6.2.

Projetos de estabilizadores de sistemas elétricos de potência, como descritos nas seções 2.6.3 e 2.6.4, são realizados através do posicionamento adequado de pólos por realimentação dinâmica de saída, como mostrado na Figura 2.4:

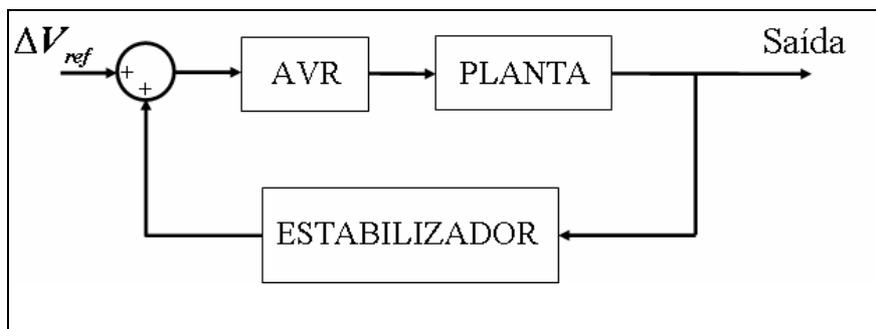


Figura 2.4.- Retroalimentação dinâmica de saída

O deslocamento de pólos pode ser conseguida mediante o uso de blocos do tipo avanço-atraso (lead-lag). A finalidade desta operação é deslocar determinados pólos do sistema, que se encontram em posições indesejáveis do plano complexo, para posições

com maior grau de amortecimento. Entende-se por pólos indesejáveis aqueles que causam instabilidade no sistema ou que provocam oscilações mal amortecidas.

A função de transferência do controlador avanço-atraso pode ser representada por:

$$H(s) = \frac{1 + \alpha Ts}{1 + Ts} \quad (2.87)$$

Onde os parâmetros α e T são escolhidos de forma a fornecer o defasamento desejado. Além disso, para valores de α maiores que 1, a fase do sistema sofrerá um avanço; enquanto que, para valores de α menores do que 1 e maiores do que 0 a fase do sistema sofrerá um atraso.

2.6.2 Estabilizadores de sistemas de potência (PSS's)

Os PSS's têm sido utilizados por muitos anos para amortecer as oscilações eletromecânicas. Eles atuam através do controle da excitação da máquina, utilizando um sinal adicional estabilizador, de forma que se produz uma componente de torque elétrico em fase com o desvio de velocidade do rotor (além do torque de amortecimento). Os sinais de entrada mais utilizados nos PSS são a velocidade do rotor, potência elétrica, potência acelerante e frequência. A entrada é passada primeiramente através de um filtro passa-alto denominado *Washout*, tal que, os valores de entrada de regime permanente sejam eliminados. No caso dos PSS serem de velocidade ou frequência é necessário adicionar filtros torsionais para evitar a interação com modos torsionais. A Figura 2.5 apresenta a estrutura geral do PSS:

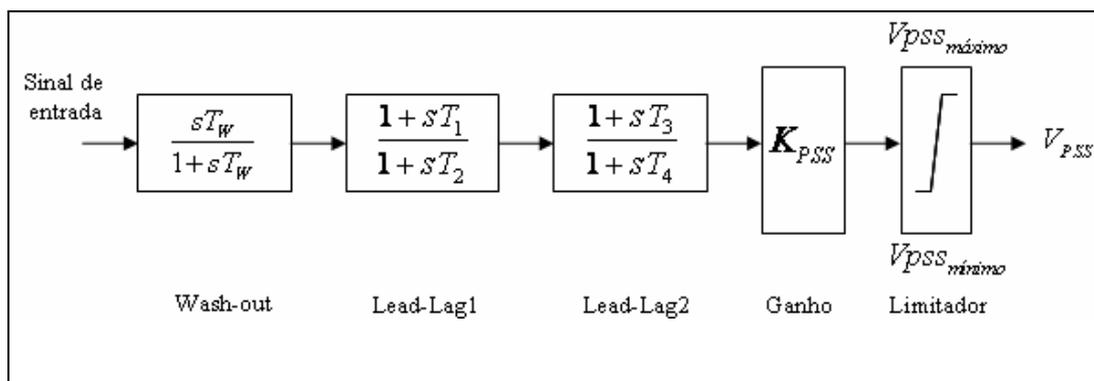


Figura 2.5.- Diagrama de blocos de um estabilizador clássico.

A ação efetiva dos estabilizadores de sistemas de potência depende do ajuste adequado de seus parâmetros, os quais são determinados visando a conseguir um coeficiente de amortecimento mínimo para os modos pouco amortecidos do sistema.

Além do amortecimento, outros fatores devem ser considerados no projeto, tais

como a manutenção de um torque de sincronização, a limitação do efeito do *PSS* no controle de tensão e a interação com modos torsionais.

A saída do *PSS* é limitada dentro de uma faixa de valores que se situam entre ± 0.05 pu até ± 0.1 pu. Os limitadores evitam a interferência excessiva dos *PSS* no controle de tensão. A interação torsional, no caso de sinal derivado da velocidade, é evitada com o uso de filtros.

2.6.3 Projeto via Lugar das Raízes ou Ângulo de Partida

Este projeto do controlador está baseado na análise do ângulo de partida do pólo a ser deslocado. Ou seja, conhecendo-se o ângulo de partida do pólo crítico, o projeto é realizado avançando ou atrasando esse ângulo visando à estabilização do sistema. O ângulo do bloco avanço-atraso (ϕ) somado ao ângulo de partida do pólo crítico (α) deverá somar 180° . A Figura 2.6 mostra como ocorre esta compensação. O ângulo de partida do pólo pode ser obtido através do diagrama do lugar das raízes ou dado diretamente pelo ângulo do resíduo associado a esse pólo.

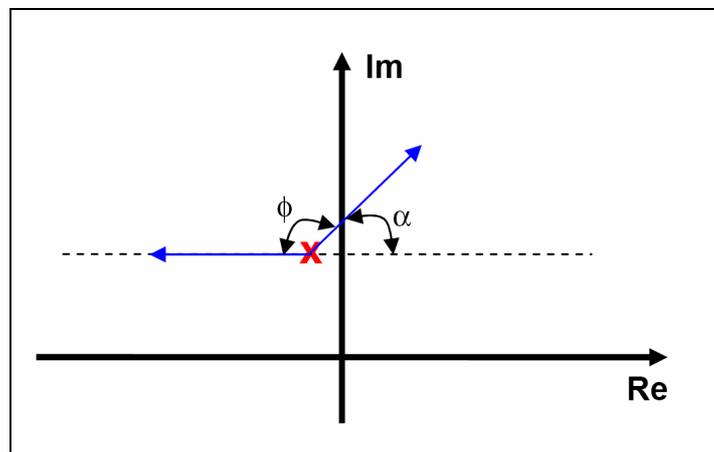


Figura 2.6.- Ângulos de partida e compensação do pólo a ser alocado

Como o ângulo de compensação dado por um bloco do tipo avanço-atraso é limitado (usualmente, considera-se um ângulo máximo de 60°); se necessário, utiliza-se n blocos avanço-atraso em série.

Para que o amortecimento adequado seja obtido, um ganho adicional deverá ser incluído no controlador. Assim, uma forma mais completa do bloco avanço-atraso é dada por:

$$H(s) = K_{SS} \left(\frac{1 + \alpha Ts}{1 + Ts} \right)^n \quad (2.88)$$

Em projetos de *PSS's*, é comum a inclusão na malha de estabilização de um bloco do tipo *washout*, cujo objetivo é anular a ação do estabilizador em regime permanente. A função de transferência do bloco *wash-out* é dada por:

$$W(s) = \frac{sT_w}{1 + T_w} \quad (2.89)$$

Na prática, é usual utilizar valores de T_w entre 1.5 e 10 segundos. Desta forma, a função de transferência completa de um *PSS* é dada por:

$$H(s) = K_{SS} \left(\frac{1 + \alpha Ts}{1 + Ts} \right)^n \left(\frac{sT_w}{1 + T_w} \right) \quad (2.90)$$

Para o cálculo do ângulo de compensação, a rigor deve-se, primeiramente, considerar o bloco *washout* em série com a planta.

A máxima compensação de fase obtida por cada bloco ($\phi \max_{bloco}$) e a frequência em que este avanço máximo ocorre (ω_c), é dada por:

$$\phi \max_{bloco} = \text{sen} \phi^{-1} \left(\frac{\alpha - 1}{\alpha + 1} \right) \quad (2.91)$$

$$\omega_c = \frac{1}{T\sqrt{\alpha}} \quad (2.92)$$

rearranjando os termos, obtém-se os valores de α e T :

$$\alpha = \frac{1 + \text{sen} \phi \max_{bloco}}{1 - \text{sen} \phi \max_{bloco}} \quad (2.93)$$

$$T = \frac{1}{\omega_c \sqrt{\alpha}} \quad (2.94)$$

2.6.4 Projeto coordenado do ajuste de estabilizadores descentralizados via Algoritmos Genéticos

Algoritmos Genéticos (AG)

São técnicas estocásticas de busca baseadas no mecanismo de seleção natural e genética. Foram desenvolvidos por Holland, em 1967, e estão baseados na teoria da evolução de Darwin. Imitam, de forma simples, os efeitos naturais do ambiente no ser vivo e como a natureza resolve problemas difíceis de otimização.

Diferem das técnicas convencionais por utilizarem um conjunto de soluções codificadas de tamanho definido, denominado população, a qual, geralmente, é criada de forma pseudo-aleatória. Cada solução ou indivíduo na população é denominado cromossomo. Um cromossomo é uma estrutura representada por símbolos, como, por exemplo, números binários ou reais. Esses cromossomos evoluem através de sucessivas iterações chamadas gerações. Uma determinada população de uma geração é criada aplicando-se os operadores genéticos de recombinação (cruzamento e mutação) e de evolução (seleção). Em cada nova geração, os cromossomos são avaliados, através de medidas de adequabilidade (função objetivo). Após um número de gerações, o algoritmo converge para uma solução, que representa a melhor solução encontrada pelo algoritmo.

Esse procedimento básico é mostrado a seguir [54]:

Início

$t=0$

Cria uma população inicial $P(t)$

Avalia $P(t)$

Executa esse ciclo enquanto um critério de parada não for alcançado

Recombina os indivíduos de $P(t)$ para obter $C(t)$

Avalia $C(t)$

Seleciona $P(t+1)$ de $C(t)$

$t = t+1$

Continua

Fim

onde:

$t \rightarrow$ contador de gerações

Existem vários tipos de representação das variáveis nos cromossomos, porém,

analisaremos apenas a representação binária.

Um cromossomo é um arranjo concatenado de variáveis, codificadas ou não, que representam as grandezas de interesse de um sistema sob análise. A representação em binário transforma o intervalo contínuo em que está contida a variável real em um intervalo discreto. Nessa representação, o tamanho do cromossomo depende da precisão que se deseja nos valores das variáveis. Quanto maior a precisão (P_d), maior será o tamanho do cromossomo (N). Essa precisão é obtida quando é definido o número de partes que se deseja discretizar o intervalo em que está contida uma determinada variável. A expressão a seguir define a precisão que se deseja:

$$P_d = \frac{X_{\text{máx}} - X_{\text{mín}}}{2^N - 1} \quad (2.95)$$

Onde:

- $X_{\text{mín}}, X_{\text{máx}}$ → limites mínimos e máximos do intervalo da variável X .
- P_d → Precisão desejada
- N → tamanho do binário correspondente à variável X .
- $2^N - 1$ → número de partes que se deseja discretizar a variável X .

Ajuste coordenado de estabilizadores descentralizados via AG

O ajuste de estabilizadores de um sistema de potência tipicamente utiliza um modelo linearizado num ponto de operação. A análise é feita aplicando-se pequenas variações em torno de um ponto de operação, representado pelas equações de estado.

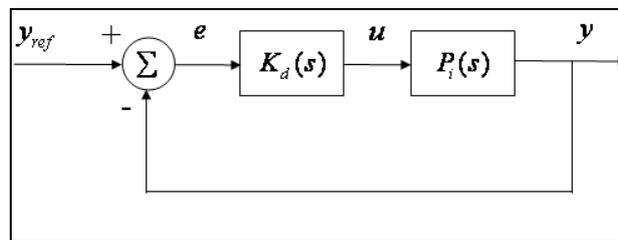


Figura 2.7.- Sistema em malha fechada

Considera-se que $P_i(s)$, $i = 1, 2, \dots, m$ seja a representação linearizada do conjunto de m pontos de operação pré-selecionados e $K_d(s)$ uma matriz de transferência diagonal de ordem p (número de controladores). Definindo o sinal de erro como sendo $e = y_{\text{ref}} - y$, onde y_{ref} é um nível de referência constante para o sinal y . O projeto de

controle requer uma lei de controle, dada por $\mathbf{u} = \mathbf{K}_d(\mathbf{s}) * \mathbf{e}$. Baseado nessa lei de controle, o sistema deverá ser estável em malha fechada (Figura 2.7) e não deverá ter nenhum autovalor com amortecimento menor do que um mínimo pré-especificado em todas as \mathbf{m} condições de operação [53, 54].

Para cada um dos \mathbf{p} controladores, supõe-se uma estrutura clássica de controle semelhante à mostrada na Figura 2.5. O modelo dinâmico consiste de um ganho constante, um filtro *washout* e estágios de avanço-atraso, cuja expressão é mostrada a seguir:

$$K_{ii}(s) = K_{ii} \frac{T_w s}{1 + T_w s} \left(\frac{1 + \frac{\sqrt{\alpha_i}}{\omega_i} s}{1 + \frac{1}{\omega_i \sqrt{\alpha_i}} s} \right)^n \quad (2.96)$$

onde:

$i = 1, 2, \dots, \mathbf{p}$

$K_{ii} \rightarrow$ ganho do estabilizador.

$\omega_i \rightarrow$ corresponde à $\omega_{m\acute{a}x}$ frequência, no qual ocorre o máximo avanço de fase.

$\alpha_i \rightarrow$ parâmetro que fornece a compensação de fase do bloco avanço-atraso.

$n \rightarrow$ número de blocos de avanço-atraso.

$T_w \rightarrow$ constante de tempo do filtro *washout*

T_w é considerado um parâmetro conhecido e K_{ii} , α_i e ω_i são os parâmetros a serem determinados.

Critério de ajuste e restrições dos controladores

A formulação do problema como um problema de otimização é baseada numa função não analítica, relacionada à soma dos amortecimentos dos autovalores das matrizes de todas as condições de operação pré-selecionadas do sistema, cuja expressão é dada por:

$$\text{MáxF} = \sum_{i=1}^m \left[\sum_{j=1}^r (\zeta_j) \right] \quad (2.97)$$

onde:

$\zeta \rightarrow$ taxa de amortecimento de um autovalor

O conjunto de restrições do problema de otimização é formado pelos limites dos parâmetros K_{ii} , α_i e ω_i e do critério de desempenho do autovalor com o menor

amortecimento dentre todos aqueles obtidos em todos os pontos de operação utilizados.

$$K_{ii\text{mín}} \leq K_{ii} \leq K_{ii\text{máx}} \quad (2.98)$$

$$\alpha_{i\text{mín}} \leq \alpha_i \leq \alpha_{i\text{máx}} \quad (2.99)$$

$$\omega_{i\text{mín}} \leq \omega_i \leq \omega_{i\text{máx}} \quad (2.100)$$

$$\left(\zeta_j\right)_i \geq \zeta_{i\text{mín}} \quad (2.101)$$

Uma vez definidos o critério de ajuste e as restrições a que estarão sujeitos os parâmetros dos controladores, os elementos para o problema de otimização passam a ser definidos.

Função de Adequabilidade, aptidão ou fitness

O problema a ser resolvido é um problema complexo de otimização com uma função objetivo implícita, que depende da avaliação dos autovalores da matriz de estado do sistema.

A definição da função objetivo é de fundamental importância para que a solução obtida seja funcional. Por ter valores sempre positivos, isso evita valor negativo de adequabilidade. Cada valor representa a classificação de uma solução de ajuste com relação ao autovalor de menor amortecimento no conjunto de pontos de operação.

Utilizada para avaliar a solução de ajuste para os pontos de operação considerados, segue o critério [46, 54]:

<u>Avaliação</u>	<u>Faixa de amortecimento</u>
0	Se qualquer $\left(\zeta_j\right)_i \leq \zeta_0$
β_0	Se todos $\left(\zeta_j\right)_i > \zeta_0$ e se qualquer $\left(\zeta_j\right)_i \leq \zeta_1$
β_1	Se todos $\left(\zeta_j\right)_i > \zeta_1$ e se qualquer $\left(\zeta_j\right)_i \leq \zeta_2$ (2.102)
⋮	
β_k	Se todos $\left(\zeta_j\right)_i \geq \zeta_{k-1}$ e se qualquer $\left(\zeta_j\right)_i \leq \zeta_{\text{mín}}$
F	Se todos $\left(\zeta_j\right)_i \geq \zeta_{\text{mín}}$

onde :

$$0 < \beta_0 < \beta_1 < \dots < \beta_k < F$$

$$\zeta_0 < \zeta_1 < \zeta_2 < \dots < \zeta_{k-1} < \zeta_{\min}$$

Os valores $\beta_0, \beta_1, \dots, \beta_k, F$ são escalares positivos e pré-definidos para discernir soluções estáveis com restrição de desempenho não satisfeita. Inicialmente, utilizados para discernir soluções instáveis $\beta_0 = 0$ (instável) e $\beta_1 = 10$ (estável). Posteriormente, utilizados para discernir soluções estáveis com todas as restrições satisfeitas. Esses valores indicam o grau de desempenho dinâmico do sistema.

Os valores $\zeta_0, \zeta_1, \zeta_2, \dots, \zeta_{k-1}, \zeta_{\min}$ são as taxas de amortecimento dos autovalores.

Capítulo 3

O Sistema Elétrico Peruano

3.1 Considerações gerais

Localizado na América do Sul, na República do Peru, o Sistema Elétrico Peruano é um sistema hidrotérmico a 60 Hz com predominância de usinas hidroelétricas. No Peru, 86% da capacidade de produção de eletricidade encontram-se nesse sistema, sendo que o 14% restante dessa capacidade pertence a pequenos sistemas isolados.

O Sistema Elétrico Peruano atual é formado por três grandes áreas, a saber: Norte, Centro e Sul, interligados por linhas longas com nível de tensão de 220 kV, as quais possibilitam o intercâmbio de energia entre áreas, no entanto, oscilações surgidas durante o carregamento dessas linhas impediram chegar à plenitude da sua capacidade [6].

Para o amortecimento das oscilações eletromecânicas, o SEP conta com *PSS's* instalados em 7 usinas.

3.2 Histórico da evolução do SEP

No Peru, a demanda de energia elétrica das cidades foi a princípio atendida através de sistemas elétricos isolados, sendo alguns deles de origem térmica. Com o crescimento da demanda, foram construídas ou ampliadas novas centrais elétricas, principalmente de origem hídrica, além da construção de interligações elétricas.

No norte do país, foram construídas interligações de 220 kV em 1979 (Chimbote-Trujillo), 1980 (Lima-Paramonga-Chimbote), 1986 (Trujillo-Guadalupe-Chiclayo), 1993 (Chiclayo-Piura), 1997 (Talara-Piura), 1999 (Piura-Zorritos) e 2005 (Zorritos-Machala no Equador).

No centro do país, foram reforçados os sistemas de transmissão de 220 kV, em 1985 (Mantaro-Pachachaca-Callahuanca e Pisco-Lima), incluindo a interligação Pachachaca-Oroya, 1991 (Mantaro-Zapallal) e 2002 (Oroya-Carhuamayo-Paragsha-Vizcarra).

O sistema elétrico que abrange o norte e centro do Peru ficou conhecido como

Sistema Interligado Centro Norte (SICN)

No sul do país, as interligações mais importantes, com nível de tensão de 138 kV, ocorreram em 1985 (Machupicchu-Quencoro-Tintaya) e 1991 (Tintaya-Juliaca), assim como as interligações de 220 kV, em 1988 (Arequipa-Toquepala) e 2001 (Arequipa-Moquegua-Tacna e Puno). Esse sistema elétrico ficou conhecido como Sistema Interligado Sul (SISUR)

Até outubro do ano 2000, os sistemas elétricos SICN e o SISUR trabalharam de forma isolada. Nessa data, ficou em operação a linha de transmissão Mantaro-Socabaya que juntou ambos os sistemas em um só, passando a constituir o Sistema Elétrico Peruano [73, 74, 75].

3.3 Configuração atual do SEP

Hoje em dia, o SEP cobre uma extensão geográfica importante no Peru, abrangendo desde o estado de Tumbes (fronteira com Equador), no norte, até o estado de Tacna (fronteira com Chile), no sul, no nível de tensão de 220 kV.

No norte do país, as linhas de transmissão percorrem a costa em forma radial; no centro, as linhas são malhadas, mas com uma forte concentração em Lima (capital do país e principal consumidor de energia). Finalmente, no Sul, existe uma diversidade de linhas quanto ao perfil de tensão, em que, no sudeste, prevalece ainda o nível de tensão de 138 kV; enquanto, no suldoeste o nível de tensão das principais subestações está sendo elevado para 220 kV.

Atualmente, a potência instalada está em torno dos 5 GW, sendo majoritariamente hídrica. Dentre as principais usinas hidráulicas, tem-se: Mantaro (632 MW), Cañón del Pato (264 MW), Huinco (247 MW), Restitución (210 MW), Chimay (151 MW), Charcani V (140 MW), Matucana (129 MW), San Gabán (113 MW), Yaupi (105 MW) e Carhuaquero (95 MW). As principais usinas térmicas são as seguintes: Ventanilla (310 MW), Santa Rosa (227 MW), Ilo1 (223 MW), Aguaytia (174 MW), Talara (142 MW) e Ilo2 (141 MW) [76].

As figuras 3.4, 3.5 e 3.6 apresentam o mapa do Peru destacando as principais linhas de transmissão e usinas de produção de energia elétrica do SEP para o ano 2004.

3.4 Potência e energia do SEP

A capacidade instalada no ano 2004 alcançou a potência total de 4757 MW, dos quais 60.57% em usinas hidroelétricas e 39.43% em usinas termoeletricas. A rede de transmissão, compreendendo as tensões de 33 kV a 220 kV, atingiu, em dezembro de

2004, uma extensão de 9303 km e uma capacidade de transformação de 4739 MVA.

A produção de energia, no ano 2004, foi de 21903 GWh dos quais 76.21% foram produzidas mediante hidroelétricas e o 23.79% mediante termoelétricas.

O maior valor de demanda verificada no SEP, em 2004 no período de ponta de carga, foi de 3130.85 MW, tendo ocorrido às 20:30 horas do dia 13 de dezembro de 2004 [76].

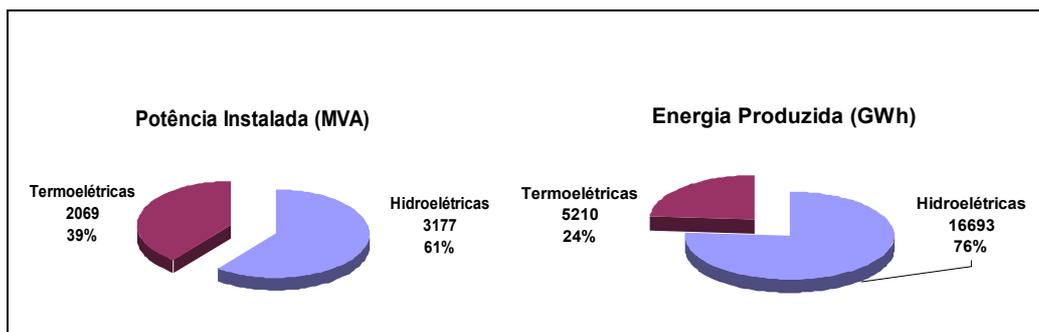


Figura 3.1.- Potência instalada e energia produzida no SEP ano 2004

Na Figura 3.1, apresentam-se os dados de potencia instalada e energia elétrica produzida para o ano 2004, classificados segundo o tipo de geração (térmica ou hidráulica); na Figura 3.2, a relação das linhas de transmissão para o mesmo ano.

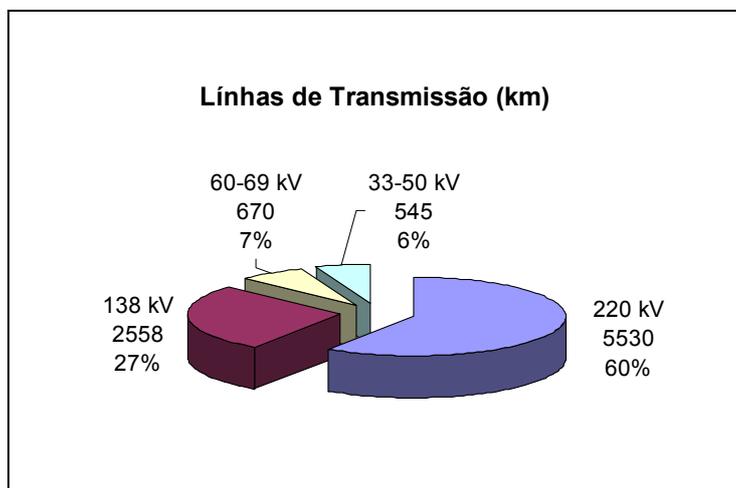


Figura 3.2.- Linhas do SEP segundo o nível de tensão ano 2004

O crescimento da demanda de potência elétrica do SEP, previsto em 2012, vem representado pela Figura 3.3. Esta estimativa do comportamento da ponta de carga de demanda máxima leva em conta uma taxa de crescimento médio de 3.6% ao ano [77].

3.5 O problema das oscilações no SEP

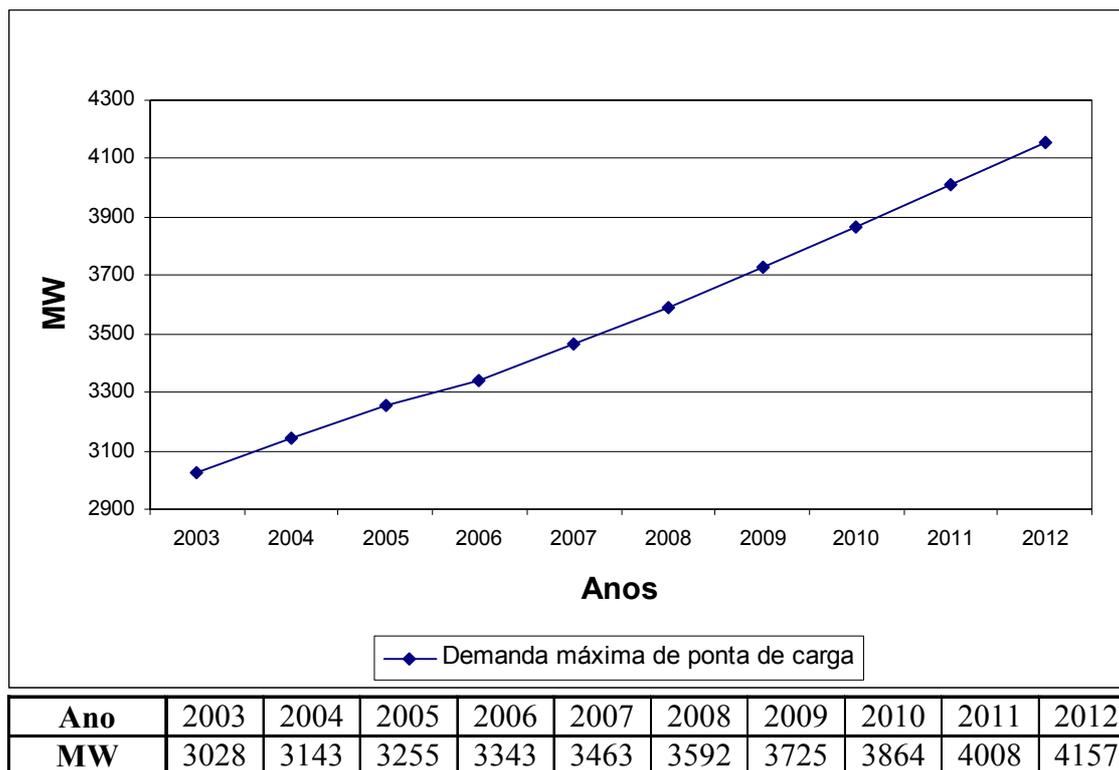


Figura 3.3.- Demanda projetada do SEP

3.5 O problema das oscilações no SEP

Como pode-se observar no mapa da Figura 3.4, o SEP apresenta duas interligações unindo grandes blocos de usinas elétricas, a saber: Lima-Chimbote ou Centro-Norte e Mantaro-Socabaya ou Centro-Sur, essa composta por linhas com compensação série. Essas conexões resultam no surgimento de modos de oscilação de baixa frequência, entre as áreas. Esses modos têm sido observados quando foi tentado acrescentar o fluxo de carga dessas linhas até sua capacidade nominal: 500 A para Lima-Chimbote e 800 A para Mantaro-Socabaya, sendo a solução voltar ao ponto de operação na qual as oscilações não foram observadas.

Nesse trabalho, a análise é concentrada, além dos cenários típicos de operação, no carregamento da interligação Lima-Chimbote com potência de 162 MW e no comportamento do amortecimento do SEP com e sem os estabilizadores existentes.

3.5.1 Interligação Lima-Chimbote

A interligação Lima-Chimbote é composta pelas linhas que unem as subestações Zapallal (Zapa220 em Lima), Paramonga Nueva (Panu220 em Lima), Huacho (Hcho220 em Lima) e Chimbote (Chim220 em Ancash).

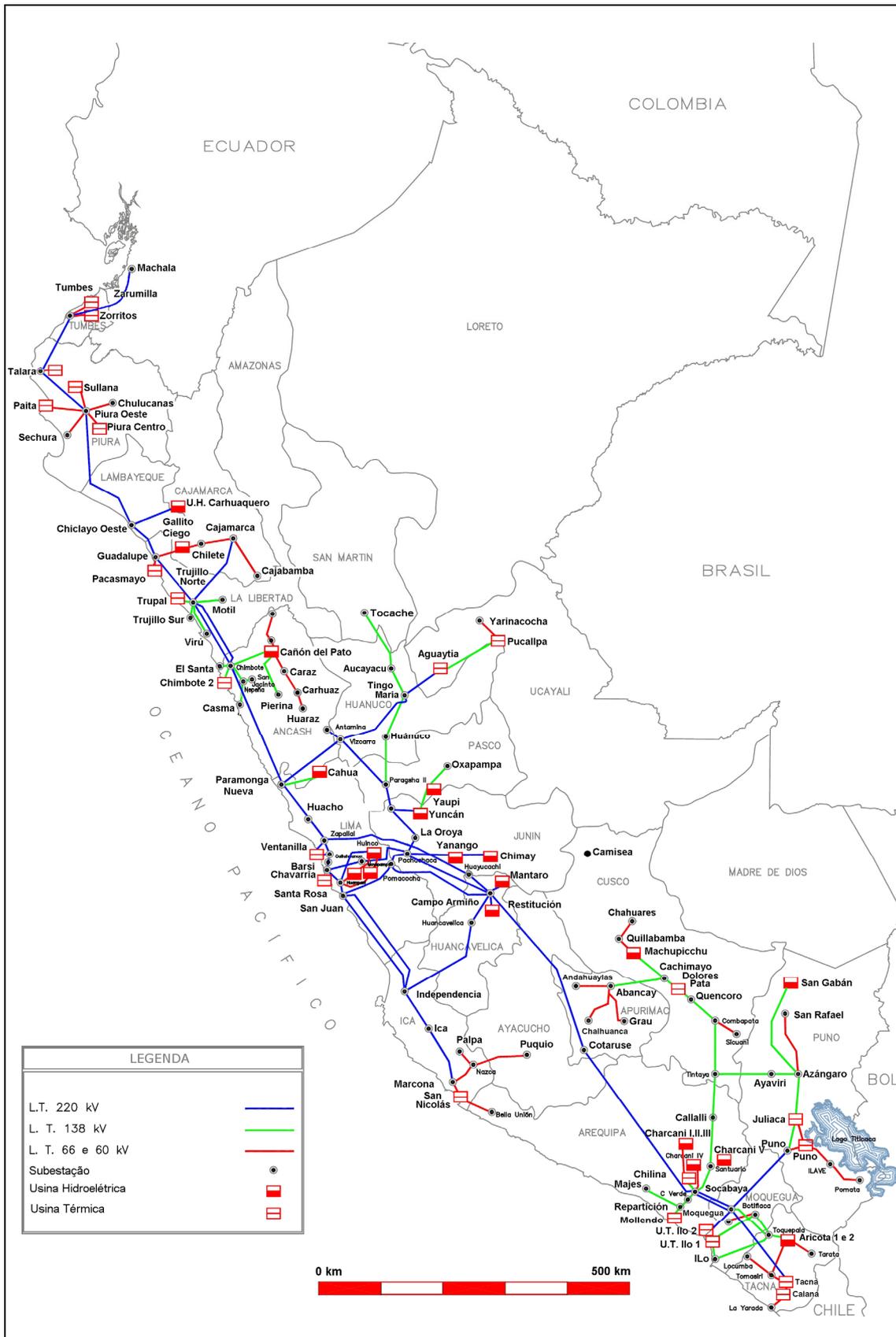


Figura 3.4.- Mapa do Sistema Elétrico Peruano ano 2004

3.5 O problema das oscilações no SEP

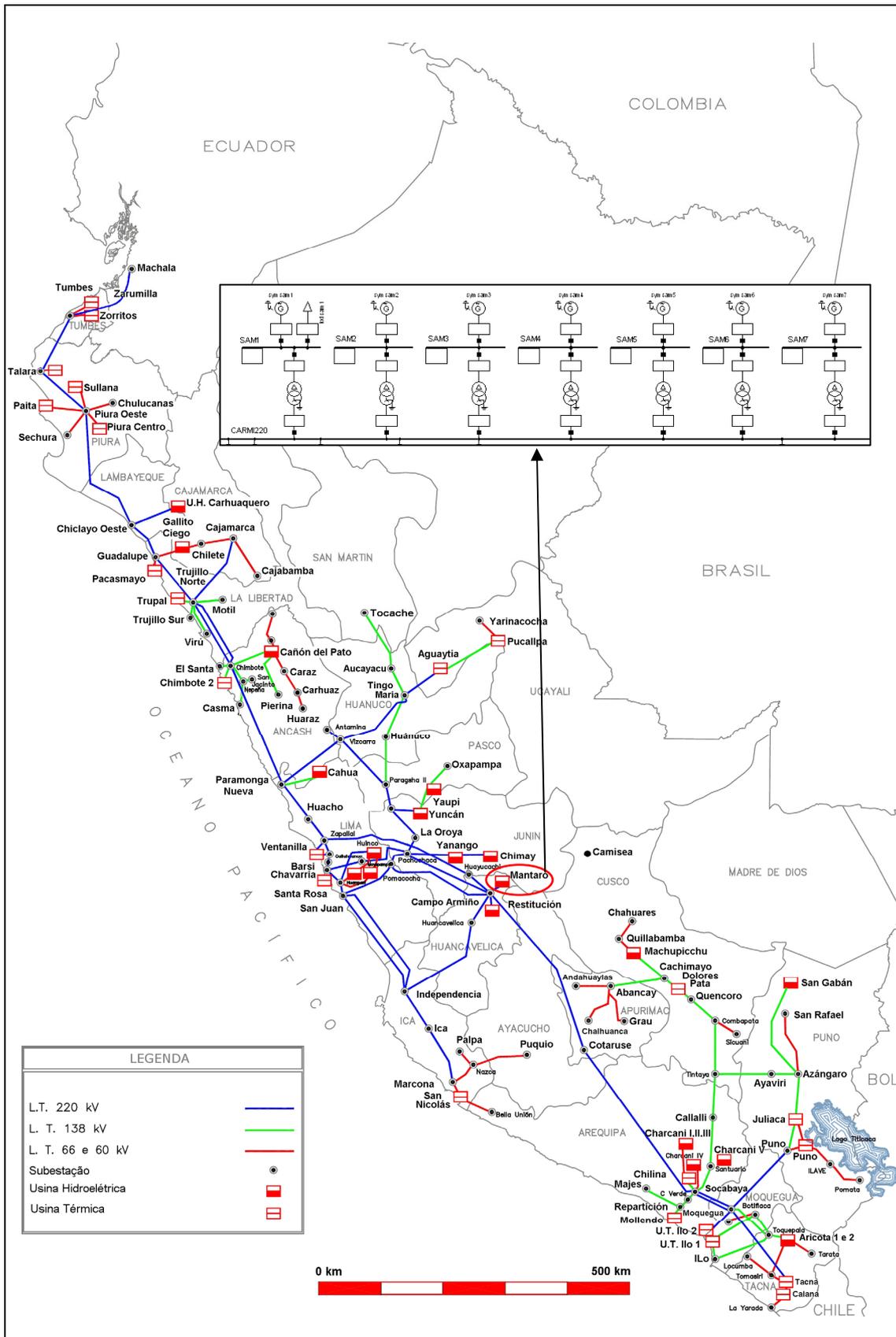


Figura 3.5.- Mapa do Sistema Elétrico Peruano ano 2004 - usinas principais em destaque 1/2

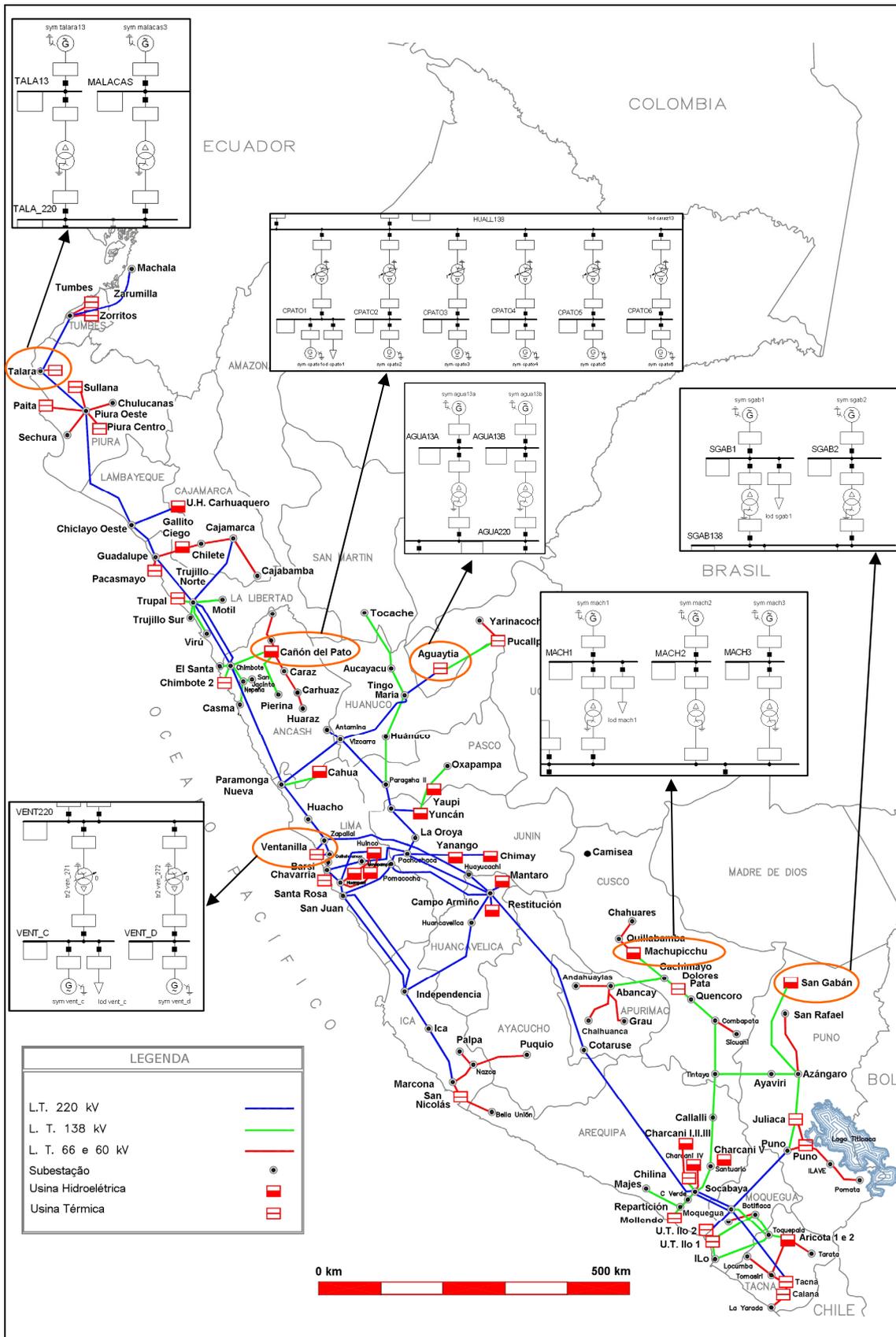


Figura 3.6.- Mapa do Sistema Elétrico Peruano ano 2004 - usinas principais em destaque 2/2

3.5 O problema das oscilações no SEP

Dentre as características principais dessas linhas tem-se:

- Nível de tensão: 220 kV
- Capacidade de transporte: 500 Amperes ou 181 MW, a um fator de potência de 0.95.
- Tramos: Zap220-Panu220-Hcho220-Chim220.

3.5.2 Estabilizadores Existentes no SEP

O SEP conta com estabilizadores instalados nas sete usinas indicadas na Tabela 3.1, cabe ressaltar que seis deles são de potência elétrica e um de potência mais frequência elétrica.

Tabela 3.1.- Estabilizadores existentes no SEP

Nº	USINA	ESTABILIZADORES		MÁQUINAS COM PSS
		Modelo	Entrada	
01	Tala13	IEEEEST	Potência Elétrica	1
02	Agua	IEEEEST	Potência Elétrica	2
03	Sgab	IEEEEST	Potência Elétrica	2
04	Mach	IEEEEST	Potência Elétrica	3
05	Sam	IEE2ST	Potência Elétrica	7
06	Cpato	PSS2A	Potência Elétrica	6
07	Ron	PSS2A	Potência e frequência elétrica	3
TOTAL				24

Nas figuras 3.7 e 3.8, junto com a Tabela 3.2, mostram-se os ajustes atuais dos sete estabilizadores existentes no SEP:

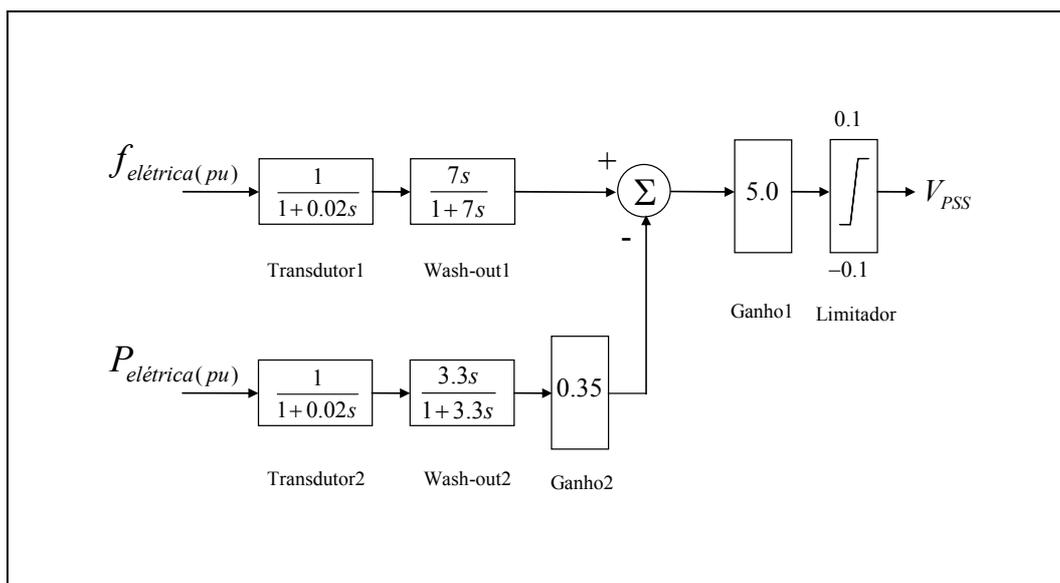


Figura 3.7.- Configuração e ajuste do estabilizador com entradas de frequência mais potência elétrica da Usina RON.

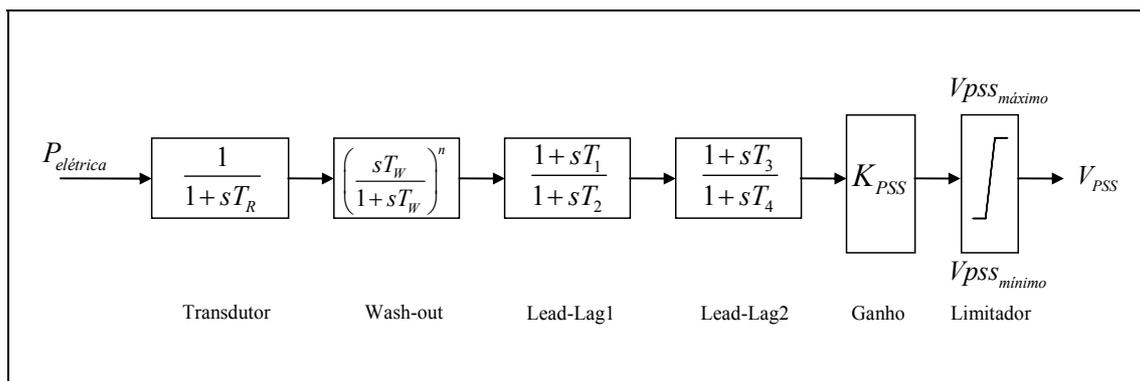


Figura 3.8.- Configuração dos 6 estabilizadores indicados na Tabela 3.2

Tabela 3.2.- Parâmetros dos 6 estabilizadores com entrada de potência elétrica

Nº	Usina	T _R	T _W	n	T ₁	T ₂	T ₃	T ₄	K _{PSS}	V _{PSS} mínimo	V _{PSS} máximo
1	Talara	---	1.5	1	---	---	---	---	-0.952	-0.085	0.085
2	Aguaytia	0.03	1.5	1	---	---	---	---	-0.952	-0.085	0.085
3	San gabán	---	1	1	---	---	---	---	-0.500	-0.050	0.050
4	Machupicchu	---	2.5	1	0.08	0.2	0.1	0.02	-0.300	-0.030	0.030
5	Mantaro	0.02	3.5	1	1.67	20	---	---	-3.000	-0.060	0.060
6	Cañón del Pato	0.011	4.4	2	1.143	2	---	---	-0.363	-0.050	0.050

3.5.3 Cenários típicos

No Peru, a divisão dos cenários típicos para a realização de estudos de planejamento ou operação está baseada em 2 períodos hidrológicos (cheia de 5 meses: dezembro-abril e estiagem de 7 meses: maio-novembro) e 3 patamares de carga (carga leve, média e pesada), totalizando 6 cenários típicos por ano. Para este estudo, tomam-se como referência, os dados correspondentes aos cenários do ano 2005 apresentados na Tabela 3.3 [1].

Tabela 3.3.- Cenários típicos do SEP para o ano 2005

Cenário 2005	Descrição		
	Demanda Máxima (MW)	Período hidrológico	Patamar de carga
Cheia carga pesada	3225	Cheia	Pesada
Cheia carga média	2979		Média
Cheia carga leve	2020		Leve
Estiagem carga pesada	3280	Estiagem	Pesada
Estiagem carga média	2996		Média
Estiagem carga leve	2014		Leve

Capítulo 4

Metodologia Utilizada

A análise da estabilidade frente a pequenas perturbações do Sistema Elétrico Peruano será feita dividindo-a nas seguintes etapas:

Etapa 1 – Elaboração da Base de Dados do Sistema Elétrico Peruano.

Etapa 2 – Validação da Base de Dados do Sistema Elétrico Peruano.

Etapa 3 – Ajuste coordenado dos estabilizadores descentralizados.

Etapa 4 – Simulações no tempo

4.1 Etapa 1: Elaboração da base de dados do SEP

4.1.1 Programas utilizados

Nessa tese, utilizam-se os programas **PacDyn** (Programa de análise de estabilidade frente a pequenas perturbações), **Anarede** (Programa de análise de redes) e **PlotCEPEL** (Programa de visualização de gráficos), desenvolvidos pelo CEPEL; **Power Factory** (Programa de simulação de sistemas elétricos, que tem como características principais seu entorno gráfico e sua base de dados integrada em um ambiente único para as diversas simulações), desenvolvido pelo Digsilent; e o **Matlab**, desenvolvido pela Mathworks o qual será utilizado para apresentar em forma gráfica parte dos resultados obtidos, assim como para elaborar um algoritmo genético (utilizando o *Genetic Algorithm Optimization Toolbox*), que permita obter os parâmetros dos estabilizadores, baseado no amortecimento mínimo do sistema elétrico.

4.1.2 Base de dados

Os dados utilizados pertencem aos estudos: de rejeição de carga dois anos 2003 e 2005, e disponibilizados na página Web do COES [1].

A base de dados correspondente foi obtida no formato do programa **Power Factory** e convertida aos formatos dos programas **Anarede** e **PacDyn**.

Nesse trabalho, consideram-se seis cenários típicos do ano 2005, mais um cenário

no qual a estabilidade do SEP foi comprometida pelo aparecimento de oscilações eletromecânicas, o qual será denominado “Variante”. Estes 7 cenários são apresentados na Tabela 4.1.

Tabela 4.1.- Cenários considerados

Cenários	Descrição		
	Ano	Período hidrológico	Patamar de carga
1	2005	Cheia	Pesada
2			Média
3			Leve
4			Variante ^(*)
5		Estiagem	Pesada
6			Média
7			Leve

(*) Variante do cenário 1: desliga-se a máquina VENT_C e modificam-se o fluxo com finalidade de transportar 162 MW pela linha Panu220-Hcho220.

O Cenário 4 ou “Variante” precisa de uma maior explicação, pois foi construído com o intuito de reproduzir o evento acontecido em 25 de Julho de 2002, no-qual foram detectados problemas de oscilações eletromecânicas, quando o carregamento da linha Panu220-Hcho220 chegou a 155 MW no sentido Norte-Centro.

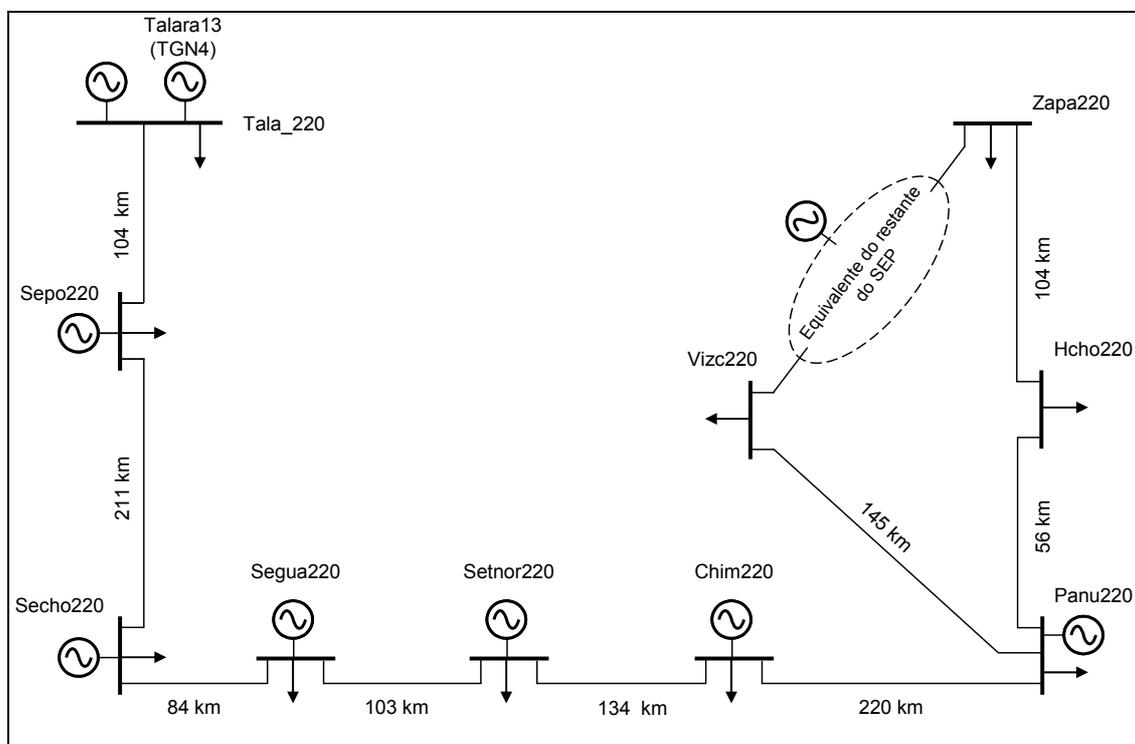


Figura 4.1.- Cenário 4 – Detalhe da área Norte e interligação com a área Centro

4.1 Etapa 1: Elaboração da base de dados do SEP

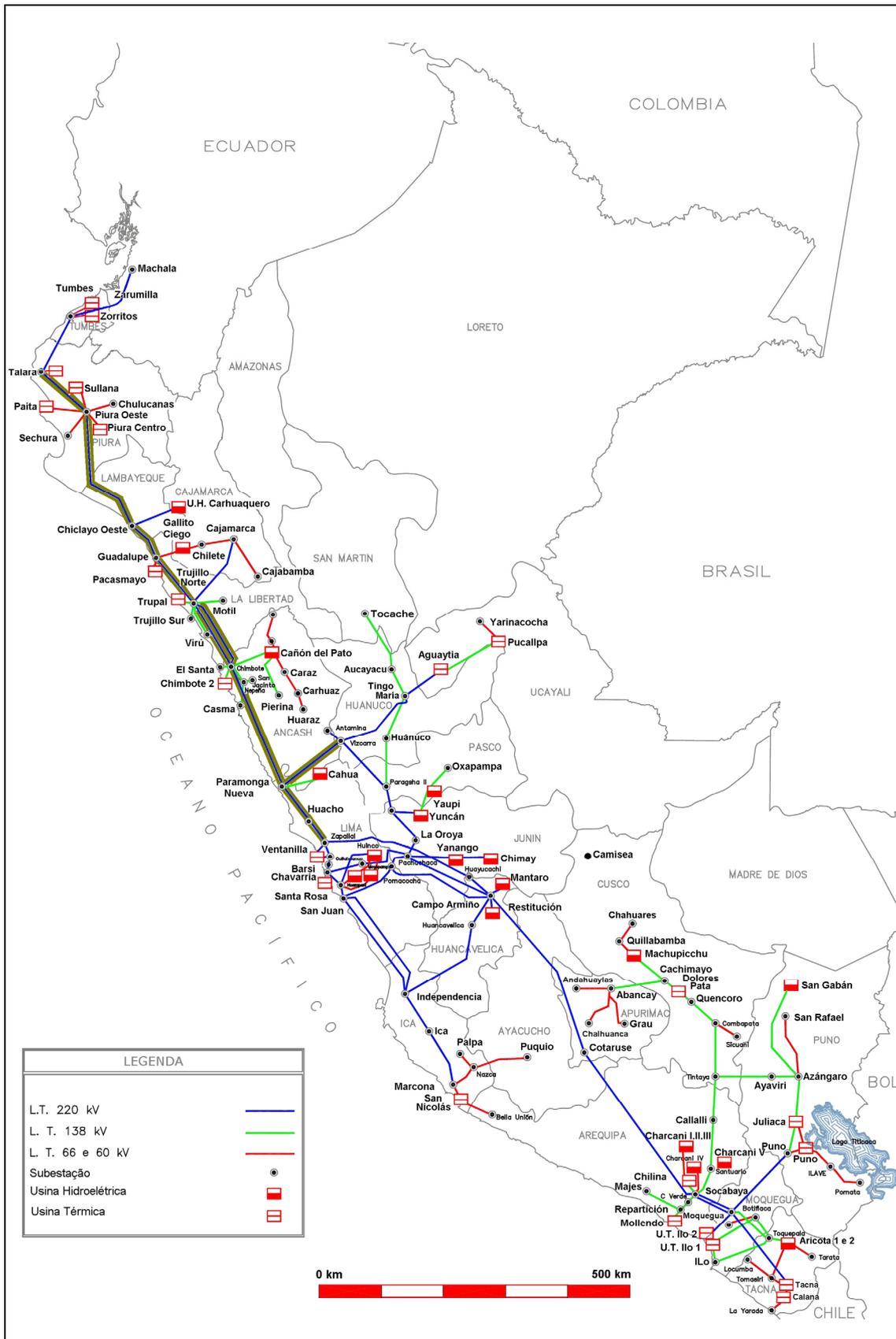


Figura 4.2.- Mapa do SEP ano 2004 com o destaque da zona comprometida

Na Figura 4.1 apresenta-se o SEP com o destaque da zona comprometida no mencionado evento. Pode-se notar que a característica da configuração é completamente radial para o subsistema. Na Figura 4.2 apresenta-se essa mesma zona destacada no mapa do sistema peruano.

4.1.3 Modelagem da carga

Pode-se dividir, quanto ao seu comportamento, em:

Cargas estáticas

As cargas estáticas são representadas por equações algébricas, variando com a tensão ou a frequência. O modelo adotado nesse trabalho considerará a carga como uma combinação de parcelas da potência, corrente e impedância constante variando com a tensão. Este modelo vem representado por uma função do tipo polinomial de segundo grau, conhecida como o modelo ZIP e descrita pelas equações 4.1 e 4.2.

$$P = P_0 \left[1 - A - B + A \left(\frac{V}{V_0} \right) + B \left(\frac{V}{V_0} \right)^2 \right] \quad (4.1)$$

$$Q = Q_0 \left[1 - C - D + C \left(\frac{V}{V_0} \right) + D \left(\frac{V}{V_0} \right)^2 \right] \quad (4.2)$$

onde:

P_0, Q_0 são os valores de potência ativa e reativa medidas a tensão nominal.

A, B, C, D são ponderações que definem a proporção de cada componente do modelo.

No fluxo de carga utilizou-se a representação da carga como sendo do tipo potência constante e na simulação da dinâmica do sistema utilizou-se a representação como sendo do tipo impedância constante.

Cargas dinâmicas

As cargas dinâmicas são associadas aos efeitos da carga, representados por equações algébrico-diferenciais, como, por exemplo, o motor de indução. Nesse trabalho, não utilizou-se este tipo de modelagem.

4.2 Etapa 2: Validação da base de dados do SEP

A validação dos dados foi feita à medida que ela era construída, via comparação dos resultados das simulações entre o **Anarede**, o **PacDyn** e o **Power Factory**, da forma indicada pela Figura 4.3.

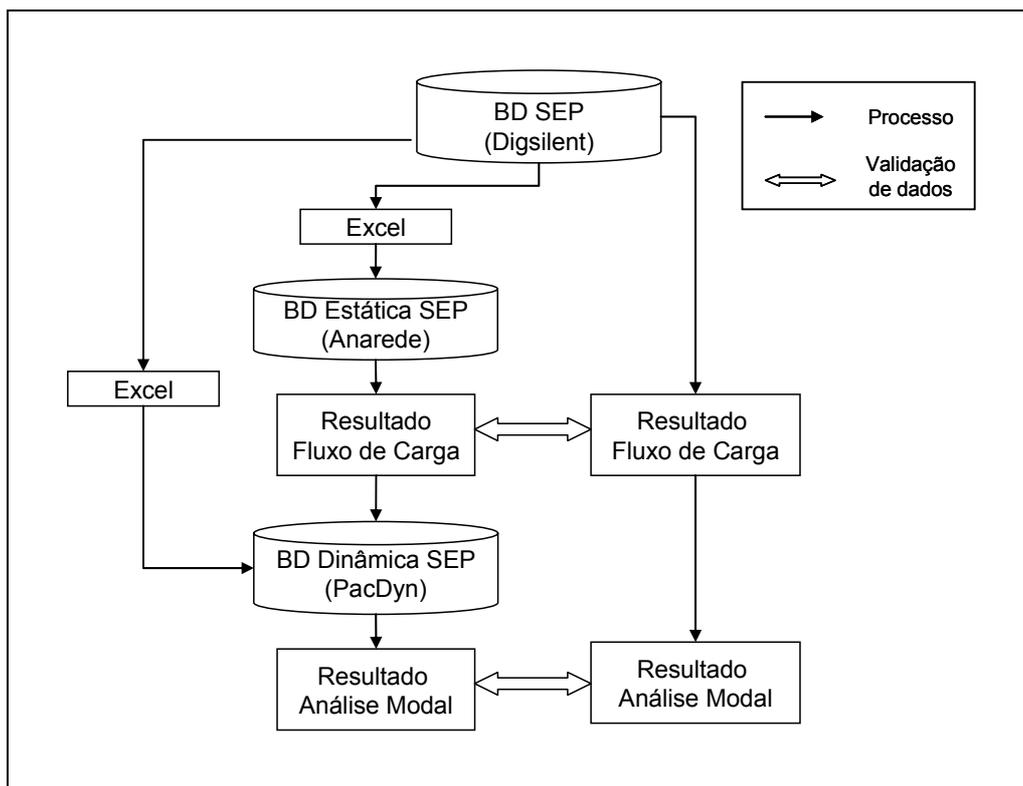


Figura 4.3.- Roteiro seguido para elaborar e validar a base de dados

O fluxo de carga foi validado para todos os sete cenários considerados.

Os modelos dinâmicos das máquinas, reguladores de tensão (*AVR*) e estabilizadores (*PSS*) [14, 78, 79, 80, 81, 82, 83] foram validados em forma individual mediante simulações no tempo, utilizando um modelo Máquina-Barra infinita, semelhante ao mostrado na Figura 4.4 e descrito a seguir:

- Simulação do fluxo de carga de acordo com a potência do gerador e considerando uma linha de 0.075 pu interligando este com a barra infinita.
- Inserção de um banco de capacitores na barra do componente a testar. A capacidade do banco também foi escolhida de acordo com a potência do gerador.
- Comparação dos sinais da tensão, das potências ativa e reativa nos terminais da máquina, da tensão de campo e da corrente de excitação do campo, do ângulo e da velocidade do rotor, durante um período de 10 segundos.

Construídas as bases de dados, foram feitas comparações globais dos autovalores obtidos para cada um dos sete cenários.

No apêndice B, apresentam-se as validações feitas tanto para o **Anarede** quanto para o **PacDyn**.

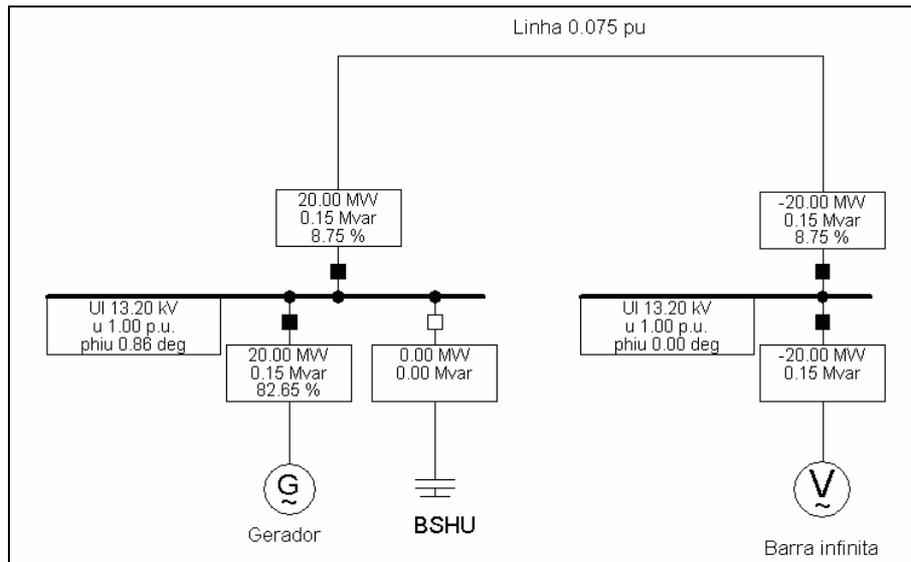


Figura 4.4.- Modelo Máquina-Barra Infinita utilizada para teste dos modelos dinâmicos

4.3 Etapa 3: Ajuste coordenado dos estabilizadores descentralizados

Refere-se ao ajuste realizado de forma simultânea dos parâmetros dos estabilizadores em todos os cenários considerados no estudo, para que sejam obtidas melhorias no desempenho do sistema. A Figura 4.5 apresenta uma representação do SEP com seus 7 estabilizadores descentralizados e 7 cenários de estudo.

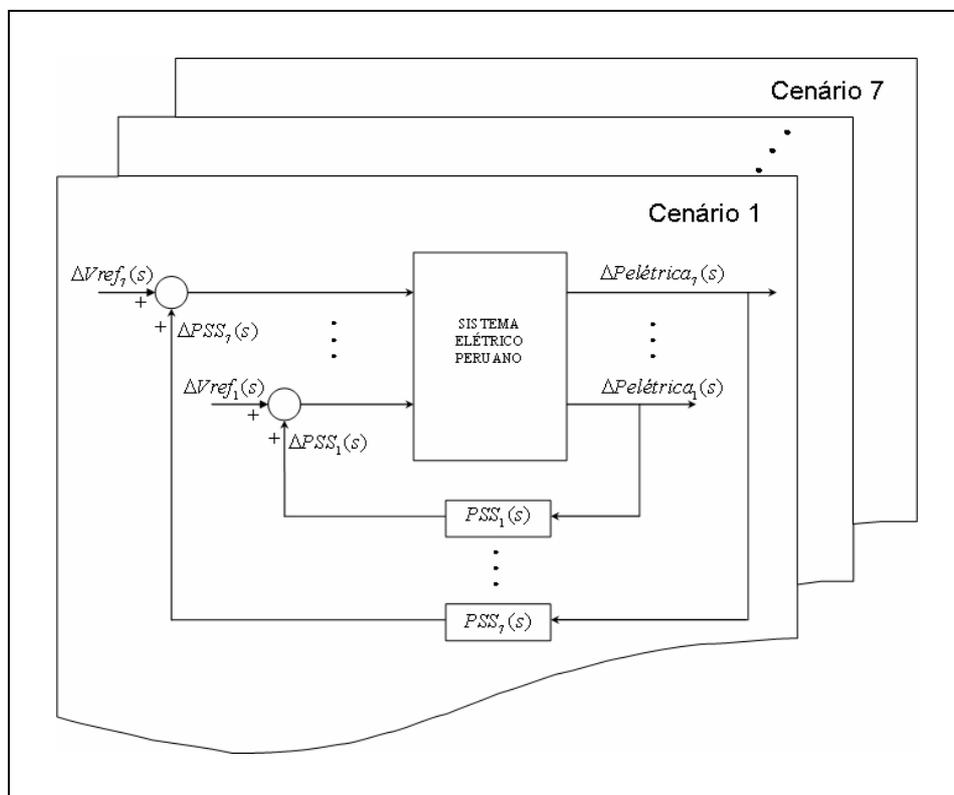


Figura 4.5.- Representação do SEP com seus 7 PSS's descentralizados e 7 cenários

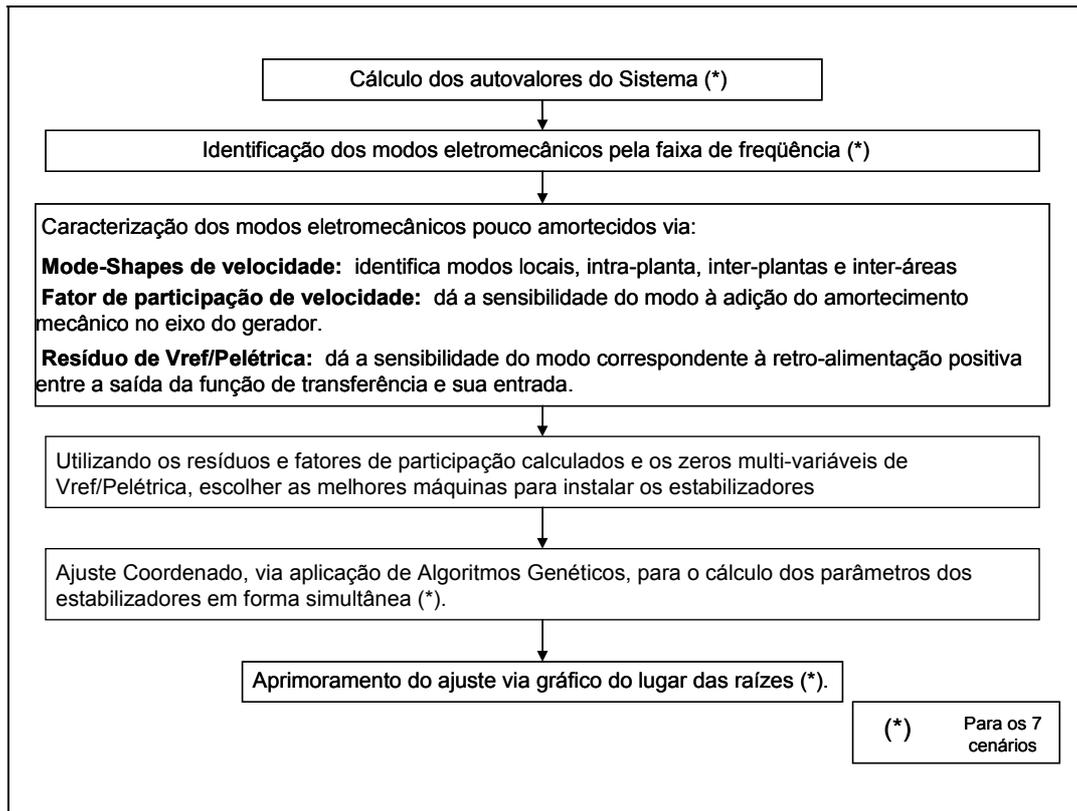


Figura 4.6.- Roteiro para o ajuste coordenado dos estabilizadores descentralizados

Nessa tese, foi seguido o roteiro mostrado na Figura 4.6. A metodologia relacionada ao estudo dos modos é melhor entendida através do emprego de exemplos, portanto, utilizou-se o cenário 4 assumindo-se que o sistema se encontra sem estabilizador nenhum.

4.3.1 Cálculo dos autovalores e identificação dos modos eletromecânicos

Como sabemos, os modos eletromecânicos são aqueles associados ao ângulo do rotor ou à velocidade das máquinas, estando em geral na faixa de freqüências de 0.1 e 3 Hz. O número destes modos é numericamente igual ao número de geradores modelados dinamicamente menos um. Um grupo de geradores modelados como um equivalente conta como um único gerador, para a definição dos modos eletromecânicos.

Com essa base e obtidos os autovalores, é possível determinar os modos eletromecânicos do sistema. Nesse trabalho, utiliza-se o cálculo de autovalores incluindo os fatores de participação fornecido pelo **PacDyn**, o qual permite identificar rapidamente a natureza dos modos. Esse cálculo tem que ser feito para todos os cenários do estudo.

Aplicando esses critérios ao sistema exemplo têm-se:

- Cenário: 4

- Número de geradores modelados dinamicamente: 80.
- Número de modos eletromecânicos: 79.

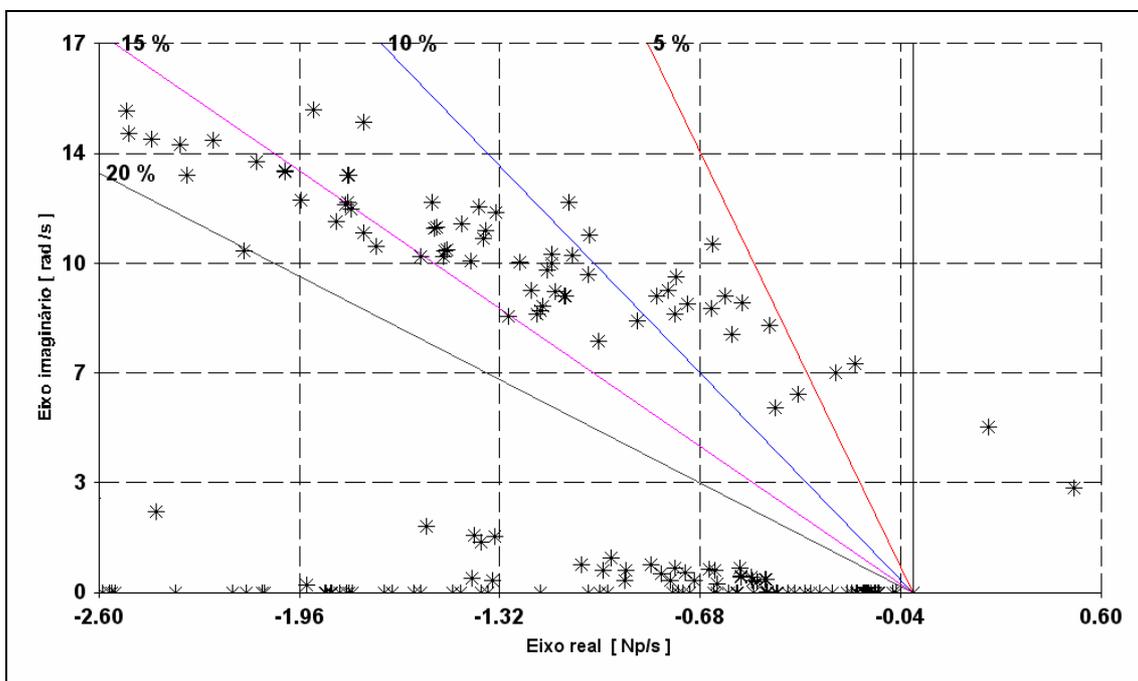


Figura 4.7.- Autovalores do sistema de potência sem estabilizadores

A Figura 4.7 apresenta alguns dos autovalores do sistema, para uma melhor visualização da faixa dos modos eletromecânicos (aproximadamente 0.1-3 Hz), principalmente dos menos amortecidos. A Tabela 4.2 apresenta os valores desses, além de outras informações de interesse. Nota-se que o fator de participação identifica a natureza do modo.

Tabela 4.2.- Modos eletromecânicos do sistema de potência sem estabilizadores

Modo	Real	Imaginário	Módulo	Freq. (Hz)	Amortec.(%)	Fator de participação
1	0.511	3.2336	3.2737	0.5146	-15.61	DELT TALA13 # 129 0
2	0.2399	5.1379	5.1435	0.8177	-4.6649	WW AGUA13B # 149 0
3	-0.1842	7.0684	7.0708	1.125	2.6057	WW MALACAS # 173 0
4	-0.2495	6.8162	6.8207	1.0848	3.6575	WW ARIC1 # 201 0
5	-0.4603	8.2883	8.301	1.3191	5.5454	DELT YAU13A # 163 0
6	-0.6409	10.782	10.801	1.716	5.9337	DELT YARI10 # 418 0
o	o	o	o	o	o	o
o	o	o	o	o	o	o
o	o	o	o	o	o	o
79	-7.827	15.11	17.017	2.4049	45.995	DELT ANTA6A # 446 0

4.3.2 Caracterização dos modos eletromecânicos menos amortecidos

Os mode-shapes, fatores de participação e resíduos podem ser calculados para todos os modos eletromecânicos, mas, para o ajuste dos estabilizadores, são de

interesse, apenas aqueles modos menos amortecidos (amortecimento menor aos 5%). Para tal exemplo, tomam-se os 4 primeiros modos indicados na Tabela 4.2 e ilustrados na Figura 4.8.

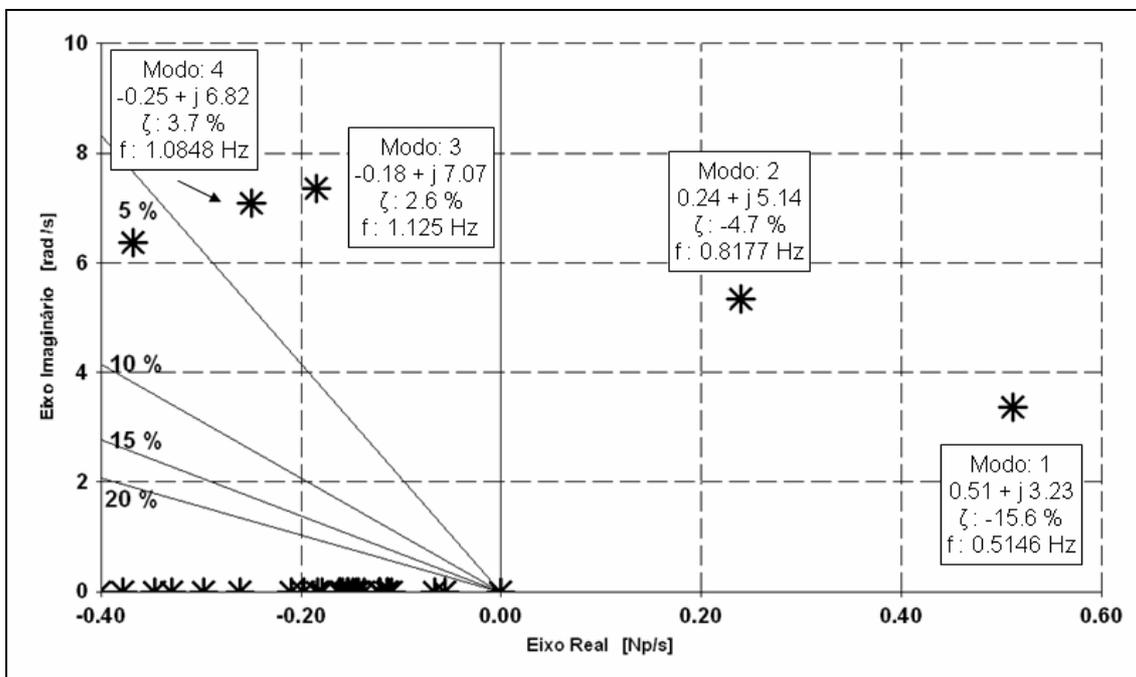


Figura 4.8.- Modos eletromecânicos menos amortecidos sem estabilizadores

Mode-Shapes de velocidade

Os Mode-Shapes de velocidade têm por objetivo identificar a forma em que oscilam as máquinas, permitindo sua classificação em modos locais, intra-planta, interplantas e inter-áreas. Na Figura 4.9 mostram-se os Mode-Shapes de velocidade para os 4 primeiros modos indicados na Tabela 4.2.

Observa-se que, desses 4 modos os modos 1,2 e 4 são inter-área e o modo 3 é interplanta. O modo 1 apresenta a oscilação das máquinas da area Costa Norte contra as máquinas das outras áreas do sistema, sendo caracterizado como um modo inter-área de baixa frequência. O modo 2 apresenta a oscilação da área Serra Centro mais parte da Costa Norte contra as áreas da Costa Sul, Serra sul e parte da Costa Norte, sendo qualificado como um modo inter-área de alta frequência. O modo 3 apresenta oscilações entre as máquinas da área Costa Norte, sendo caracterizado como um modo interplantas. Por último, o modo 4 apresenta oscilações entre as áreas Costa Sul e Serra sul, caracterizando-se como um modo inter-área de alta frequência.

Fatores de participação de velocidade

Os fatores de participação de velocidade indicam a sensibilidade do modo à adição do amortecimento mecânico no eixo do gerador. Se o fator de participação correspondente a um determinado gerador num determinado modo for zero, então esse gerador não terá a capacidade de contribuir ao amortecimento do modo [5].

Nas figuras 4.10 a 4.13, mostram-se os fatores de participação em diagramas de barras. Essa forma de apresentar permite visualizar a participação de cada máquina, sendo que para uma dada usina o seu fator de participação estará dado pelo somatório dos fatores de participação de suas máquinas integrantes.

Resíduos da função de transferência

Os resíduos da função de transferência fornecem a sensibilidade do modo correspondente à retro-alimentação positiva entre a saída da função de transferência e sua entrada. Assim, se o resíduo for zero, a retro-alimentação não terá influência no modo [5].

Para o exemplo dessa seção, utilizar-se-ão os resíduos da função de transferência relacionados à $\Delta\omega/\Delta V_{ref}$, considerando estabilizadores com entrada de velocidade. Entretanto, destaca-se que os estabilizadores atualmente instalados no Sistema Elétrico Peruano possuem entrada de potência elétrica; portanto, para esse caso, empregar-se-ão os resíduos da função de transferência $\Delta P_{elétrica}/\Delta V_{ref}$.

Outra utilidade fornecida pelo resíduo está no fato de que o seu argumento fornece o ângulo de partida do pólo, quando aplicado apenas um ganho ao estabilizador.

Semelhantemente ao que se fixou para os fatores de participação, deve-se levar em conta que o resíduo de uma dada usina é determinado pelo equivalente dos resíduos de suas máquinas integrantes.

4.3.3 Escolha das melhores máquinas para o amortecimento do sistema

Com finalidade de conhecer as máquinas com maior influência sobre o modo a alocar, utilizam-se os critérios do resíduo da função de transferência com entrada tensão de referência (V_{ref}) e saída velocidade (ω) ou potência elétrica ($P_{elétrica}$); e o fator de participação de velocidade. Esses critérios aplicar-se-ão considerando os 7 estabilizadores do Sistema Elétrico Peruano, ligados.

4.3 Etapa 3: Ajuste coordenado dos estabilizadores descentralizados

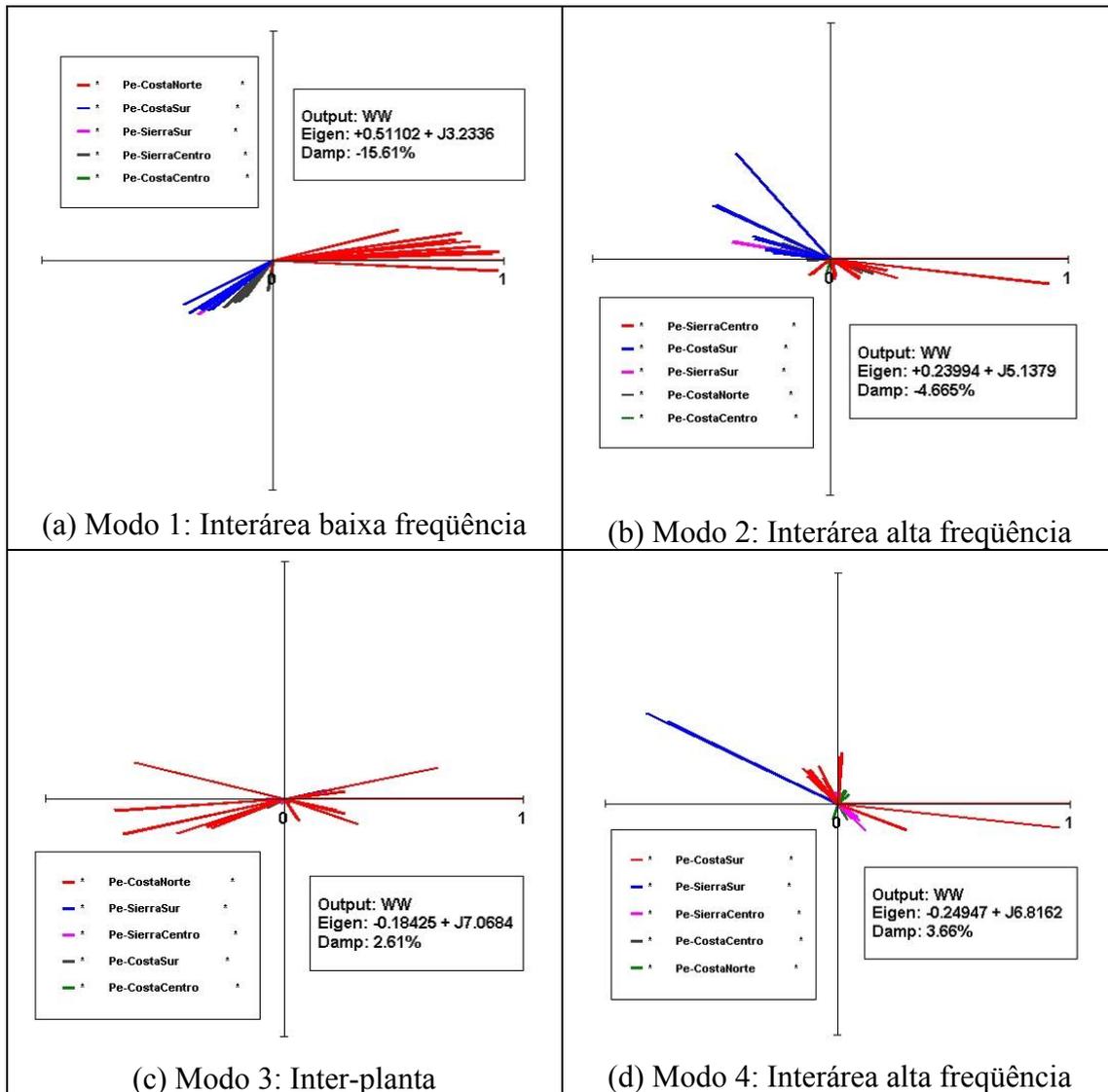


Figura 4.9.- Mode-Shapes de velocidade

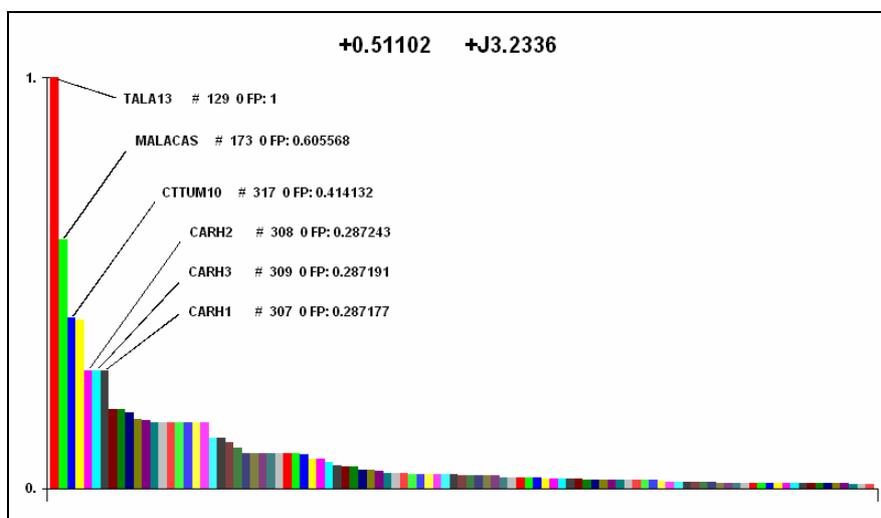


Figura 4.10.- Fatores de participação modo 1

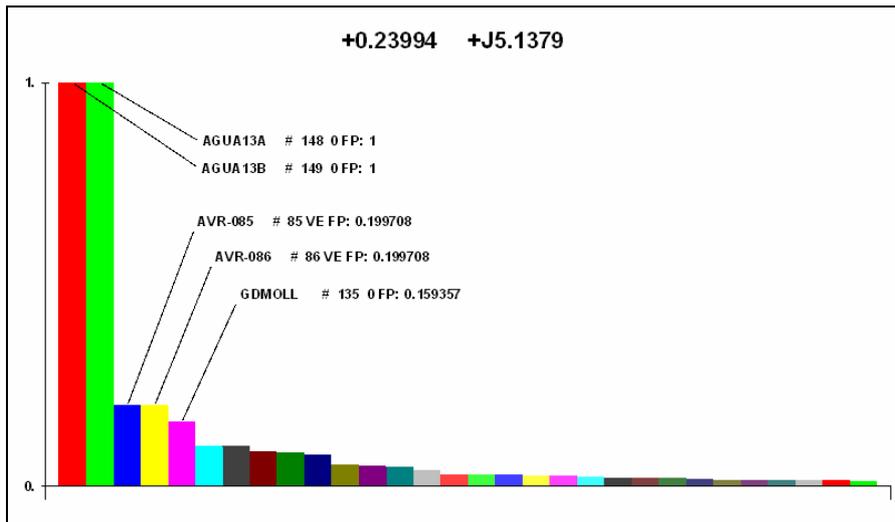


Figura 4.11.- Fatores de participação modo 2

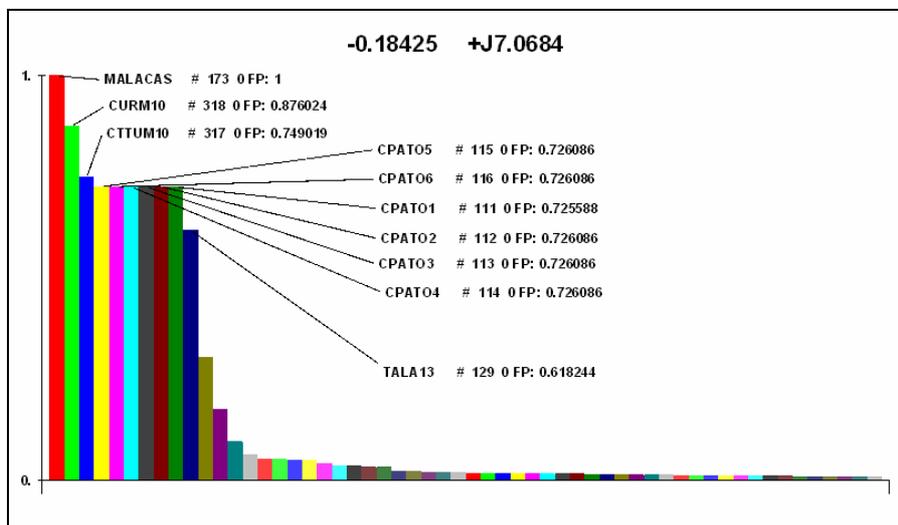


Figura 4.12.- Fatores de participação modo 3

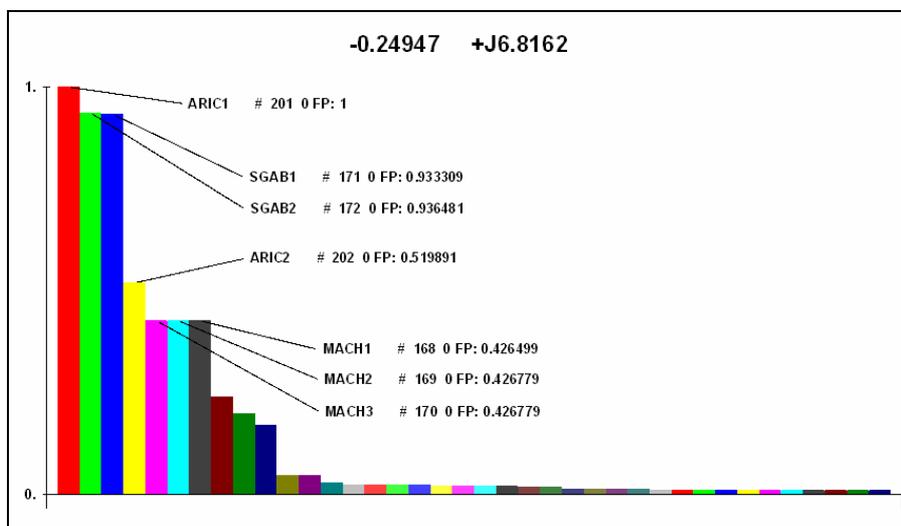


Figura 4.13.- Fatores de participação modo 4

Nota-se que ao fazer esses cálculos com os estabilizadores existentes, considera-se tanto a inclusão de novos como o reajuste dos existentes.

Uma vez escolhidas as máquinas em que serão reajustados os estabilizadores, faz-se a verificação da proximidade de zeros de transmissão, pois eles podem impedir o deslocamento do pólo ou pólos a alocar, tendo que adicionar outras máquinas para conseguir tal propósito.

Nesse exemplo, a máquina escolhida para amortecer o modo 1 é “Tala13”. Para amortecer o modo 2, escolheram-se as máquinas da usina Agua (geradores 13A e 13B). Para amortecer o modo 3, nota-se a influência tanto de Tala13 quanto da usina Cpto (geradores 1 a 6) pelo que ambas as usinas podem ser escolhidas. Para amortecer o modo 4, escolheu-se a usina Sgab (geradores 1 e 2). Essas escolhas basearam-se nos altos valores de resíduo de função de transferência e fator de participação de velocidade dessas máquinas.

Identificação dos zeros multivariáveis

A informação obtida através de resíduos de funções de transferência deve ser complementada com a identificação de zeros próximos ao pólo a alocar. Da teoria do lugar das raízes sabe-se que os pólos de função de transferência de malha fechada se aproximam assintoticamente dos zeros da função de transferência de malha aberta, à medida que o ganho da malha de realimentação tende a infinito.

A existência de zeros críticos muito próximos do pólo que se deseja amortecer sugere a impossibilidade de estabilizar adequadamente através do fechamento da malha de estabilização escolhida, sendo necessária a escolha de uma outra malha de realimentação a ser fechada, para amortecer o modo de oscilação analisado. O cálculo de zeros multivariáveis indica a necessidade do fechamento simultâneo de duas ou mais malhas para estabilizar um pólo crítico [31].

Na Figura 4.16a, nota-se que, com apenas um estabilizador em Tala13, não será possível amortecer o modo 1, devido à proximidade de um zero (destacado dentro de uma elipse); porém, considerando os estabilizadores nas 6 máquinas da usina Cpto, esse zero desaparece, permitindo que o modo seja amortecido pela combinação dos estabilizadores de ambas as usinas, tal como mostrado na Figura 4.16b. As elipses mostram a área do possível deslocamento do pólo. Nota-se que o pólo da Figura 4.16b apresenta uma maior área para ser alocado.

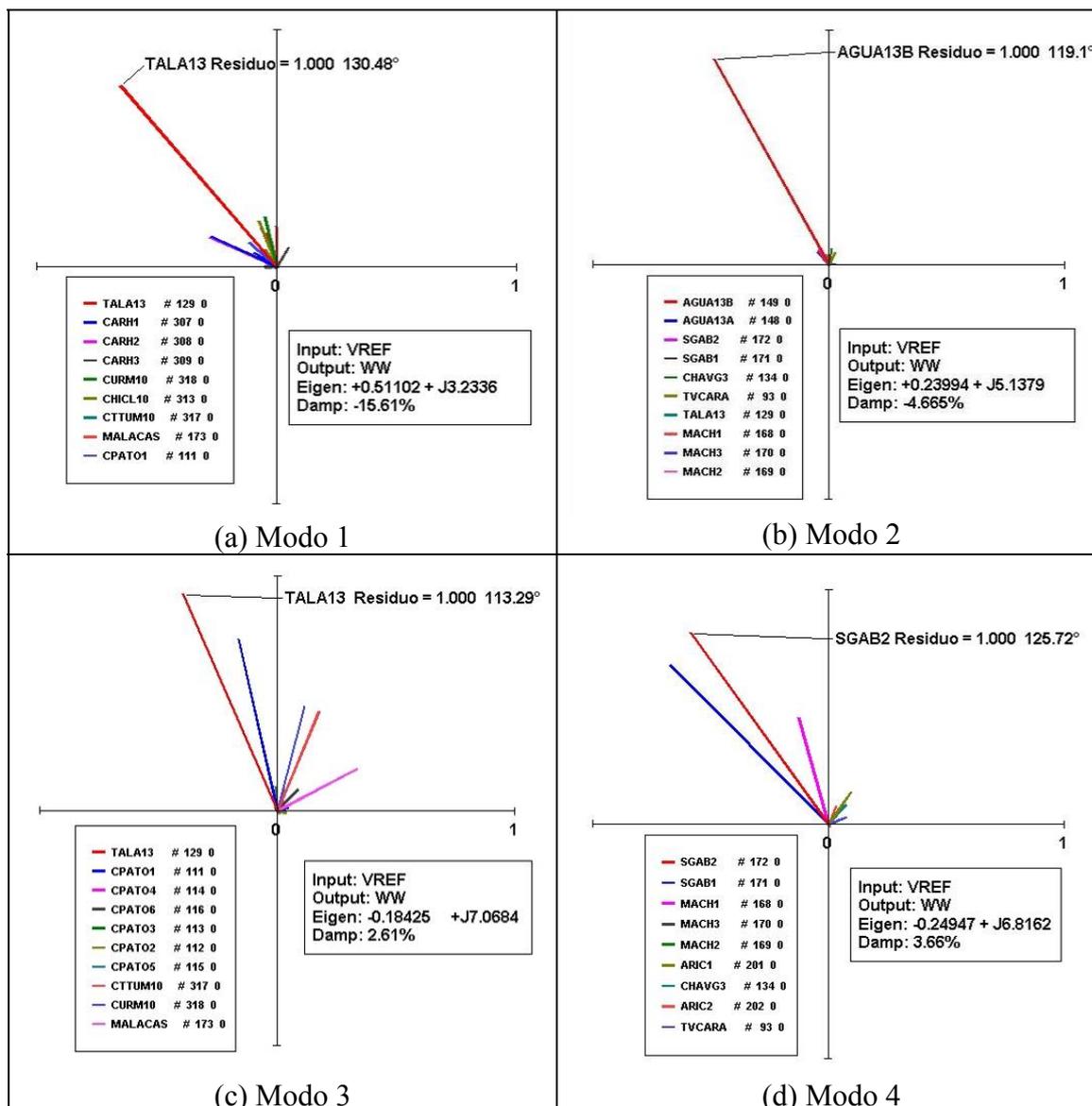


Figura 4.14.- Resíduos da função de transferência $\Delta\omega/\Delta V_{ref}$

Aproveita-se também este exemplo para mostrar, nas figuras 4.15a a 4.15c, a influência dos zeros para os estabilizadores em uma mesma usina. Observa-se que, à medida que estabilizadores são adicionados à usina Cpto, o zero vai sendo deslocado para a esquerda.

Mostra-se também que, adicionando estabilizadores nas usinas Agua (Figura 4.15e) e Sgab (Figura 4.15f), os zeros próximos dos quatro modos menos amortecidos foram removidos.

Existem também outros modos nos quais a influência dos estabilizadores considerados é nula, pois existem zeros sobrepostos a eles que impossibilitam sua alocação. Isto pode mudar se outros estabilizadores forem acrescentados ao sistema.

4.3 Etapa 3: Ajuste coordenado dos estabilizadores descentralizados

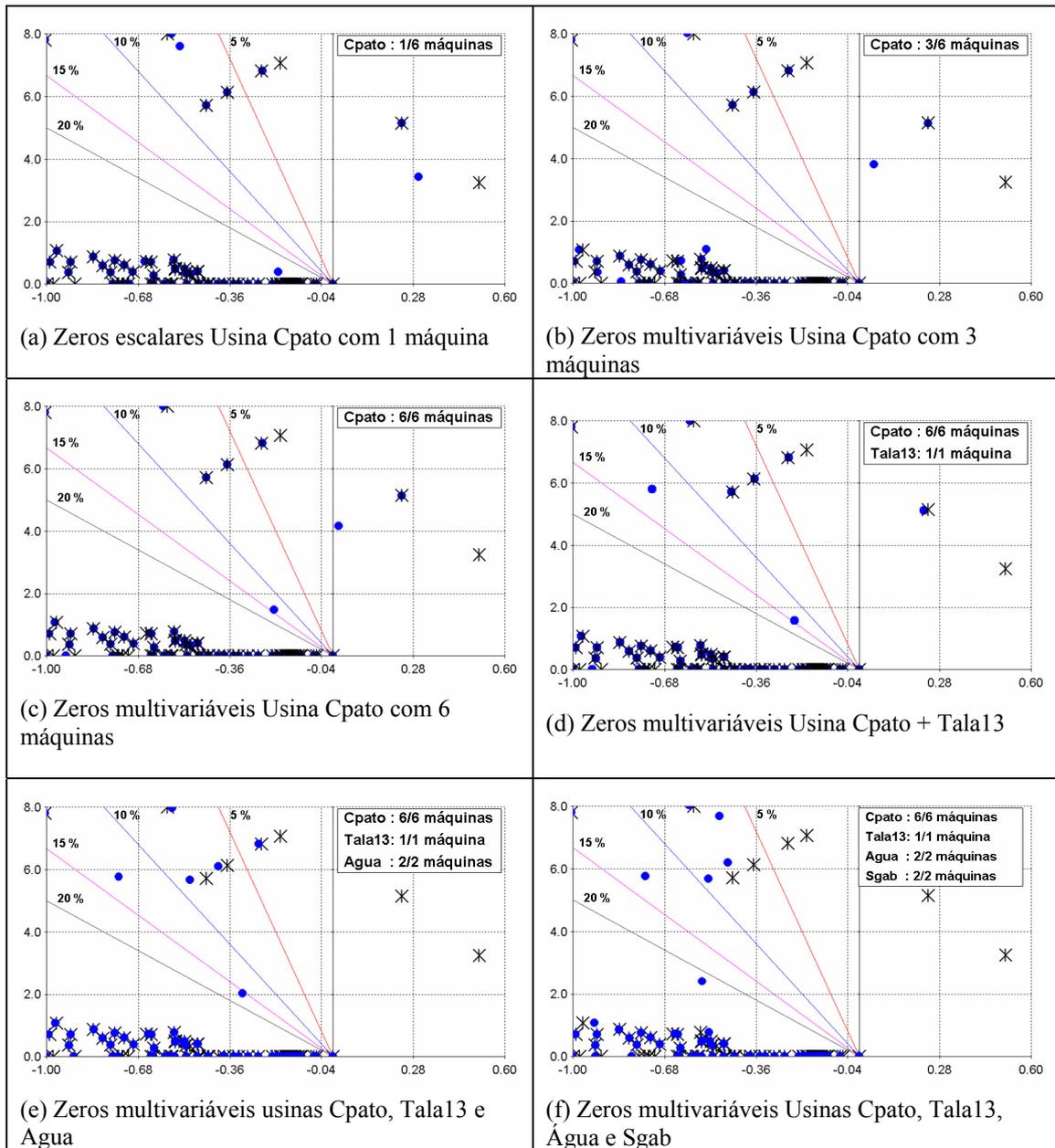


Figura 4.15.- Influência dos zeros de função de transferência multivariáveis na escolha da malha de estabilização para os modos 1, 2, 3 e 4. Zeros ●, Pólos ×.

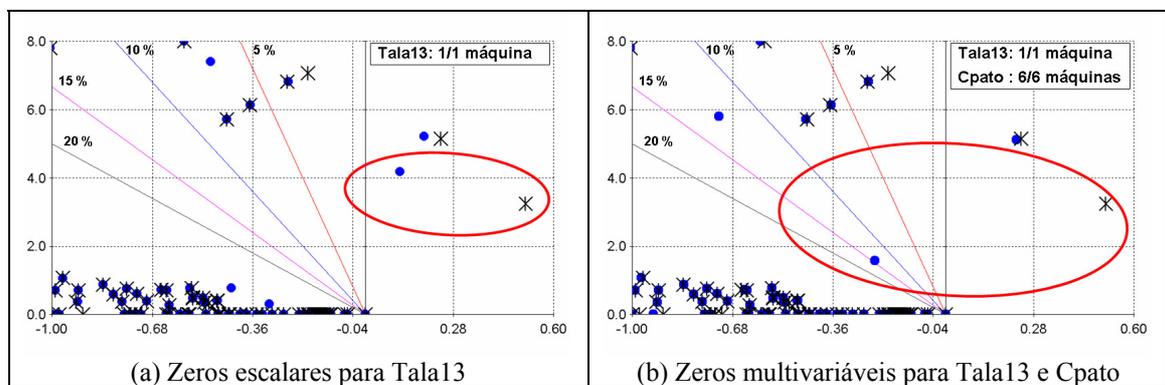


Figura 4.16.- Influência dos zeros de função de transferência multivariáveis na escolha da malha de estabilização para o modo 1. Zeros ●, Pólos ×.

4.3.4 Aplicação do algoritmo genético (AG)

Nesta etapa da tese, aplica-se um algoritmo genético para determinar os melhores ajustes dos estabilizadores existentes, de forma que o maior amortecimento possível seja obtido. Os dados a serem fornecidos ao AG são:

- Número de cenários : 7
- Número de estabilizadores : 7

e este retornará:

- Amortecimento a ser obtido : No mínimo 5 %.
- Parâmetros a serem alcançados : Fase e ganho.

Salienta-se que, antes de aplicar o algoritmo genético, verifica-se, com a técnica de mapa de pólos e zeros multivariáveis, uma estimativa do máximo amortecimento possível de se obter com os estabilizadores considerados [31, 51, 84].

No **Pacdyn** e alternativamente no **Matlab**, montam-se os estabilizadores com os novos ajustes e verifica-se o amortecimento para cada um dos 7 cenários estudados.

Na Figura 4.17 apresenta-se um fluxograma da aplicação do algoritmo genético.

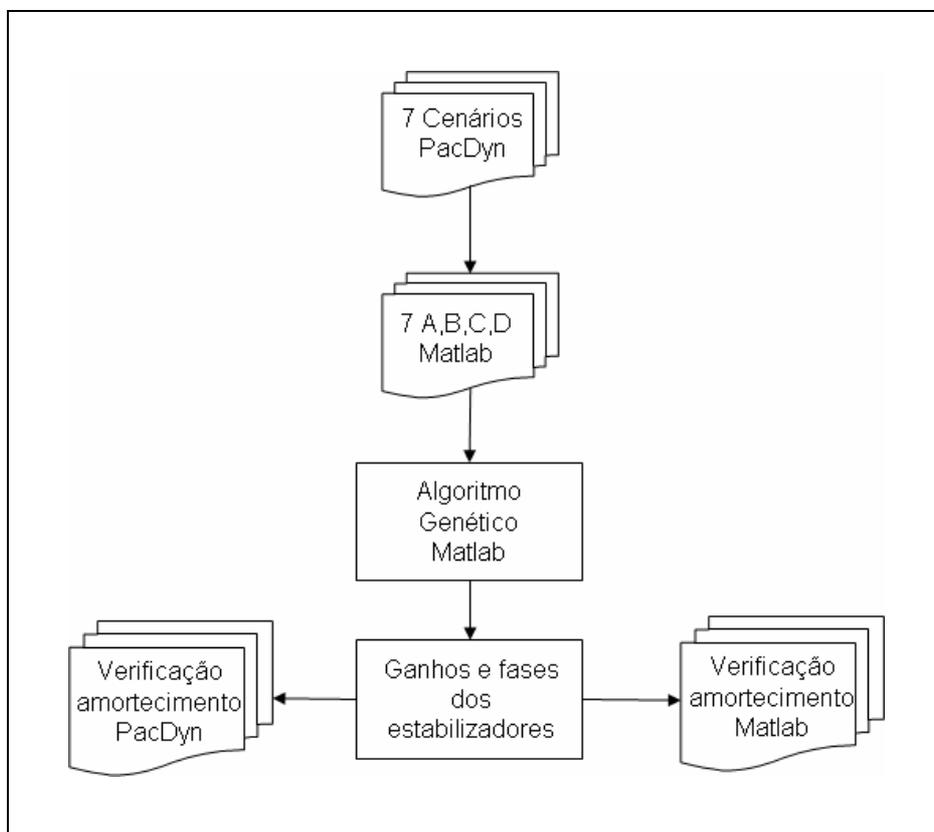


Figura 4.17.- Aplicação do algoritmo genético para ajuste de estabilizadores descentralizados

4.3.5 Aplicação do lugar das raízes

Como o método de busca do algoritmo genético a ser utilizado está baseado na avaliação do autovalor com menor amortecimento, é possível que a melhor solução obtida não satisfaça todos os requisitos práticos do projeto dos controladores. Uma busca mais apurada entre essas soluções pode ser desejada por um especialista [54]. Devido a isso, utiliza-se a técnica do lugar das raízes para refinar a solução fornecida pelo algoritmo genético, a que é considerada a resposta final.

4.3.6 Sensibilidade do ajuste dos estabilizadores

Com os ajustes obtidos, verifica-se sua sensibilidade frente à variação das condições para as quais foram calculadas, e que, na prática, poderiam influenciar no amortecimento do SEP dado pelos estabilizadores.

Modelagem dos SVC's

Os SVC's podem amortecer, em forma efetiva, as oscilações eletromecânicas. No entanto esta efetividade depende tanto de sua estrutura e sintonização quanto de sua localização [30, 33, 85, 86].

Nesse trabalho, não foi possível modelar dinamicamente os 6 SVC's do SEP pela indisponibilidade dos dados. Porém, calcula-se qual seria o efeito de não tê-los modelado. Isto foi feito em forma indireta, através do cálculo do resíduo da função de transferência P_{ij}/B_{SHU} para o *Cenário 4: Variante* com os estabilizadores desligados, em que P_{ij} representa a variação da potência por cada um dos circuitos de nosso sistema e BSHU, a admitância variável shunt de cada um dos SVC projetados.

Variação do modelo da carga

Como as cargas em um sistema elétrico variam ao longo do tempo, é difícil conhecer a sua característica real. Portanto, tendo considerado para os cálculos dos ajustes aqui apresentados a carga apenas como do tipo impedância constante, será necessária a ampliação deste trabalho avaliando o comportamento do amortecimento do SEP e utilizando os modelos de carga dados pela Tabela 4.3 nos 7 cenários estudados.

Considerando as potências ativas e reativas constantes, o modelo 5 foi utilizado para mostrar a maneira ilustrativa que os estabilizadores nessas condições de carga têm pouco ou nenhum efeito sobre as oscilações, já que os estabilizadores atuam sobre a tensão das máquinas, esta por sua vez, influencia nas cargas dependentes da tensão.

Assim se elas forem constantes, o efeito será reduzido.

O modelo 6 se corresponde com o modelo utilizado no estudo “Actualización del Estúdio de Rechazo de Carga año 2005” elaborado pela empresa ISA para o COES [1].

Tabela 4.3.- Modelagem da carga empregada para os 7 cenários

Modelo	Representação estática da carga					
	Potência ativa			Potência reativa		
	Zconstante	Iconstante	Pconstante	Zconstante	Iconstante	Qconstante
1	100%	--	--	100%	--	--
2	--	100%	--	100%	--	--
3	--	--	100%	100%	--	--
4	--	100%	--	--	100%	--
5	--	--	100%	--	--	100%
6	20%	80%	--	50%	50%	--

Variação da geração de Tala13

Com o intuito de verificar a influência da máquina Tala13 (também conhecida como TGN4) no amortecimento do cenário 4, reduzira-se a potência por esta gerada.

Para manter a potência total da usina sem variação, o equivalente da potência reduzida terá que ser produzido pelos outros geradores localizados na mesma usina (Figura 4.18).

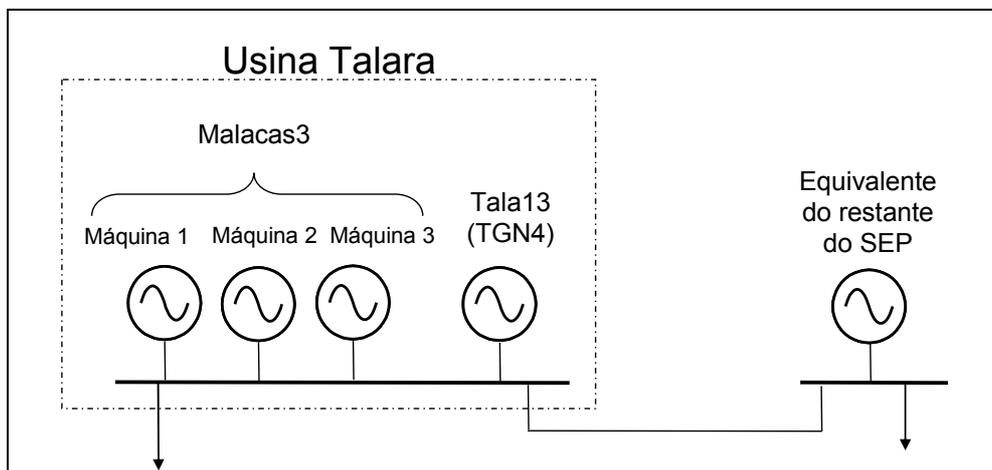


Figura 4.18.- Máquinas da Usina Talara

Na Tabela 4.4, apresentam-se os cenários a serem simulados. As condições originais para o cenário 4 estão apresentadas na primeira linha. Já os cenários de 4.1 a 4.5 representam o reparto das variações de potência deixadas de produzir por Tala13, entre as máquinas 1, 2 e 3 da usina Talara.

4.4 Etapa 4: Simulações no tempo

Tabela 4.4.- Variação da potência produzida na usina Talara

Caso	USINA TALARA							
	Máquina Tala13		Malacas3				Total	
	(MW)	(%)	Máquina1	Máquina2	Máquina3	Subtotal		
			(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(%)	(MW)
4	79.8	85.07%	14	0	0	14.0	14.93%	93.8
4.1	79.8	85.07%	4.667	4.667	4.667	14.0	14.93%	93.8
4.2	67.3	71.75%	8.833	8.833	8.833	26.5	28.25%	93.8
4.3	54.8	58.42%	13	13	13	39.0	41.58%	93.8
4.4	42.3	45.10%	17.167	17.167	17.167	51.5	54.90%	93.8
4.5	29.8	31.77%	21.333	21.333	21.333	64.0	68.23%	93.8

Acréscimo de estabilizadores

Serão acrescentados alguns estabilizadores de tipo de velocidade, totalizando um número de 20 instalados no Sistema Elétrico Peruano. O objetivo deste acréscimo será atingir um amortecimento mínimo de 10% nos 7 cenários estudados.

Para ajustar esses 20 estabilizadores existentes, serão utilizados o mapa de pólos e zeros, e um algoritmo genético. Vale ressaltar que esse ajuste será feito de modo semelhante ao dos estabilizadores já existentes.

4.4 Etapa 4: Simulações no tempo

A avaliação do amortecimento dos modos de oscilação no domínio do tempo será realizada através do programa **PacDyn**. Será avaliado, ainda, o comportamento das tensões em barras e fluxos pelas linhas frente à variação na tensão de referência e na potência mecânica da máquina Tala13. As simulações serão feitas para os cenários 1 e 4, tanto com os ajustes atuais dos estabilizadores quanto com os ajustes propostos.

Capítulo 5

Resultados das Simulações

5.1 Considerações gerais

Este capítulo apresenta os resultados da aplicação das técnicas de análise modal ao Sistema Elétrico Peruano. Mostram-se os fluxos de carga, os modos eletromecânicos encontrados, os amortecimentos atualmente obtidos com os ajustes existentes nos estabilizadores e os amortecimentos com os reajustes propostos.

5.1.1 Resultados dos fluxos de carga para os 7 cenários estudados

Na Tabela 5.1, apresenta-se o resumo dos fluxos de carga para os 7 cenários do estudo. No Apêndice A, encontram-se detalhados os fluxos pelas linhas de transmissão de 220 kV e a potência produzida pelas usinas do SEP.

Tabela 5.1.- Resumo dos fluxos de carga no SEP

Hidrologia →	Cheia				Estiagem		
Demanda →	Pesada	Média	Leve	Variante	Pesada	Média	Leve
Geração (MW)	3225	2979	2020	3101	3280	2996	2014
Geração (Mvar)	687	696	221	723	652	537	119
Carga (MW)	3060	2829	1923	2912	3116	2869	1933
Carga (Mvar)	1209	1140	753	1152	1234	1158	757
Perdas (MW)	165	150	97	190	165	126	81
Perdas (Mvar)	171	253	732	39	171	406	857
Reatores (Mvar)	245	292	279	266	233	317	352
Banco de Capacitores (Mvar)	487	428	84	463	495	453	102
SVC – Indutivos (Mvar)	18	22	44	7	0	12	36
SVC – Capacitivos (Mvar)	129	76	39	199	148	90	67

5.1 Considerações gerais

Nas figuras 5.1 a 5.7, apresentam-se os fluxos de potência para os 7 cenários, sendo de interesse desse trabalho detalhar o fluxo de potência na área norte.

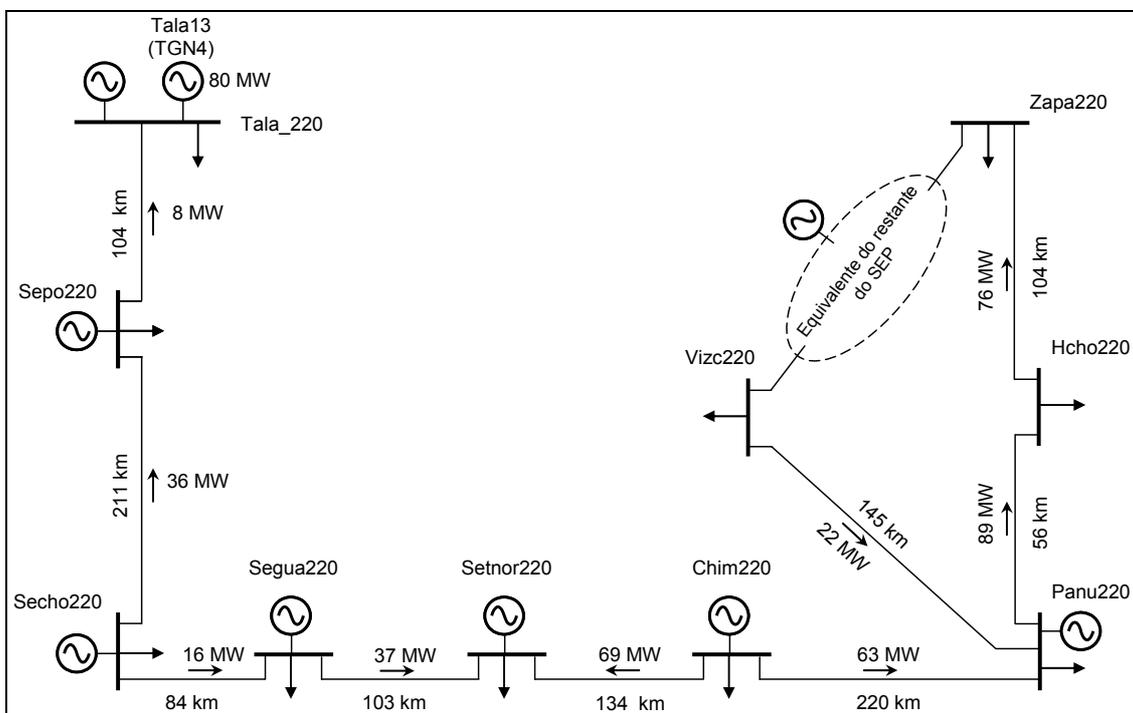


Figura 5.1.- Cenário 1: Cheia Pesada – Fluxo de potência ativa nas linhas da área Norte

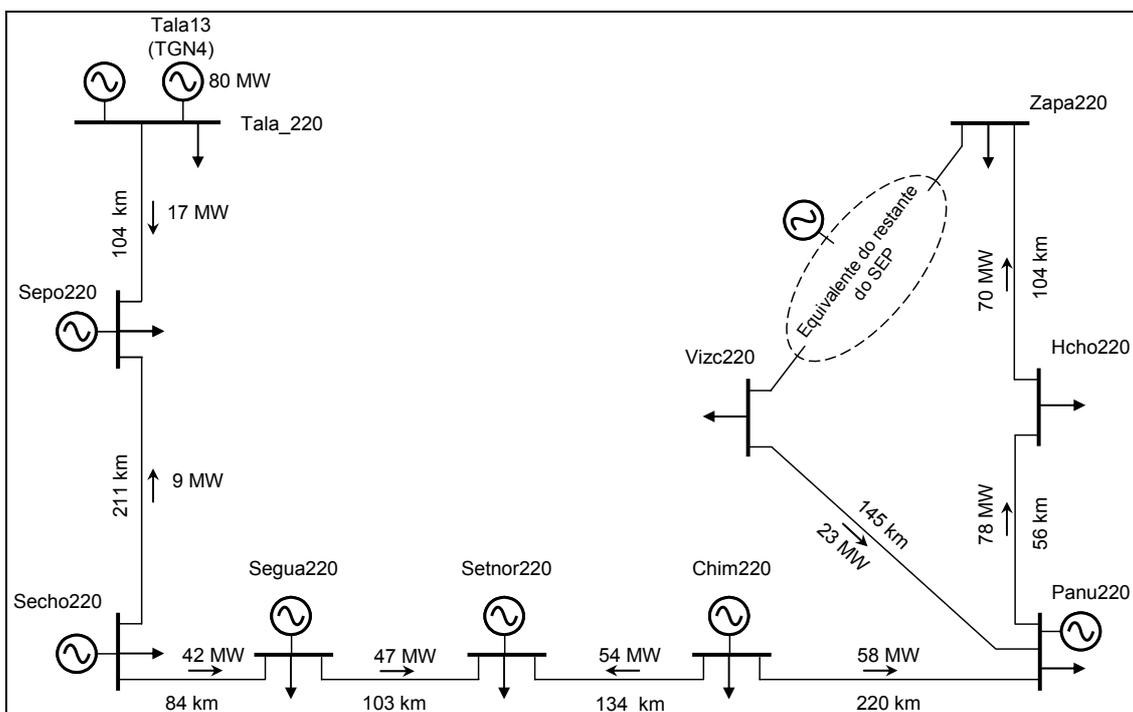


Figura 5.2.- Cenário 2: Cheia Média – Fluxo de potência ativa nas linhas da área Norte

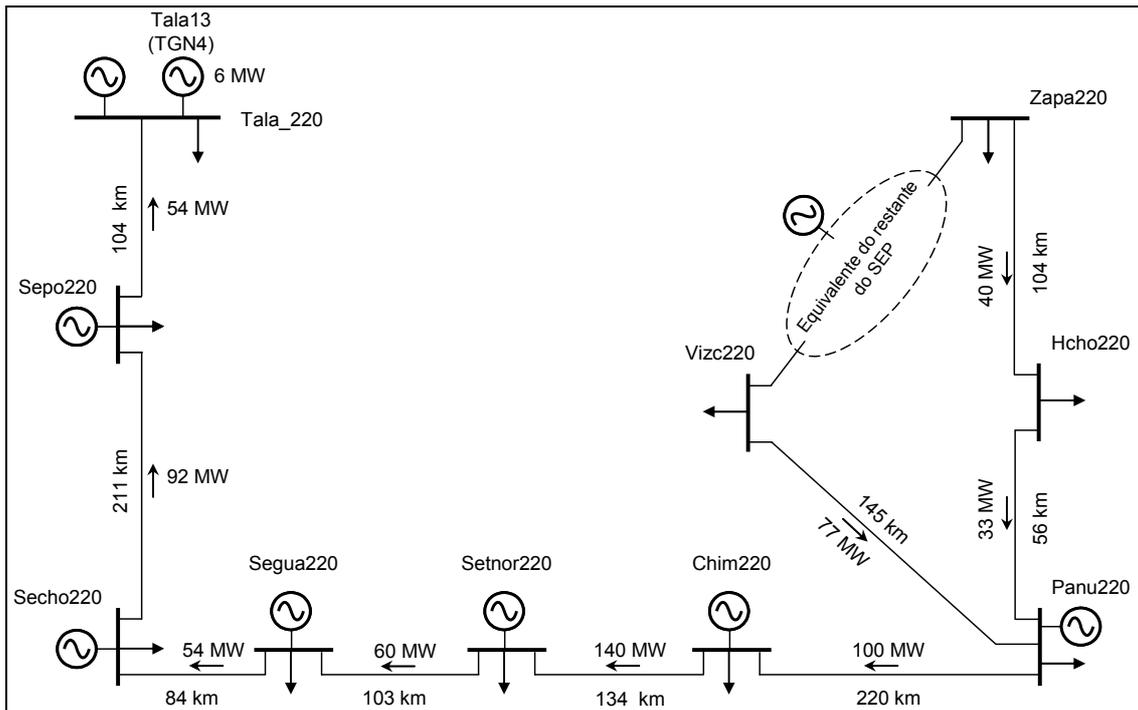


Figura 5.3.- Cenário 3: Cheia Mínima – Fluxo de potência ativa nas linhas da área Norte

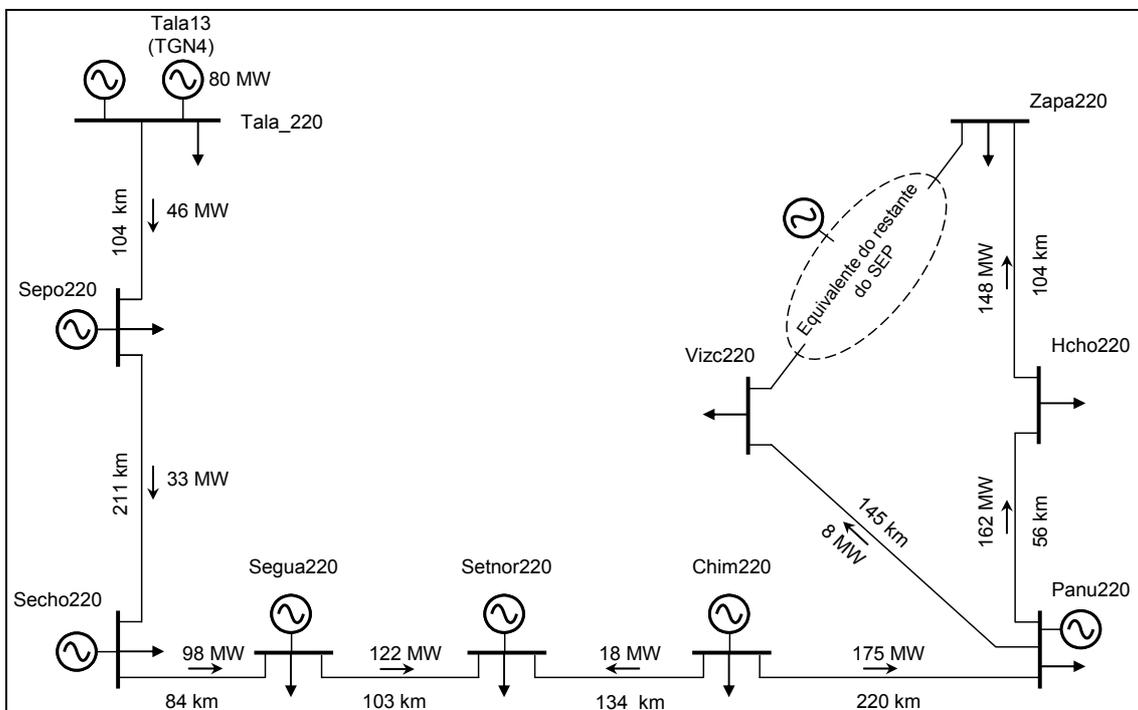


Figura 5.4.- Cenário 4: Variante – Fluxo de potência ativa nas linhas da área Norte

5.1 Considerações gerais

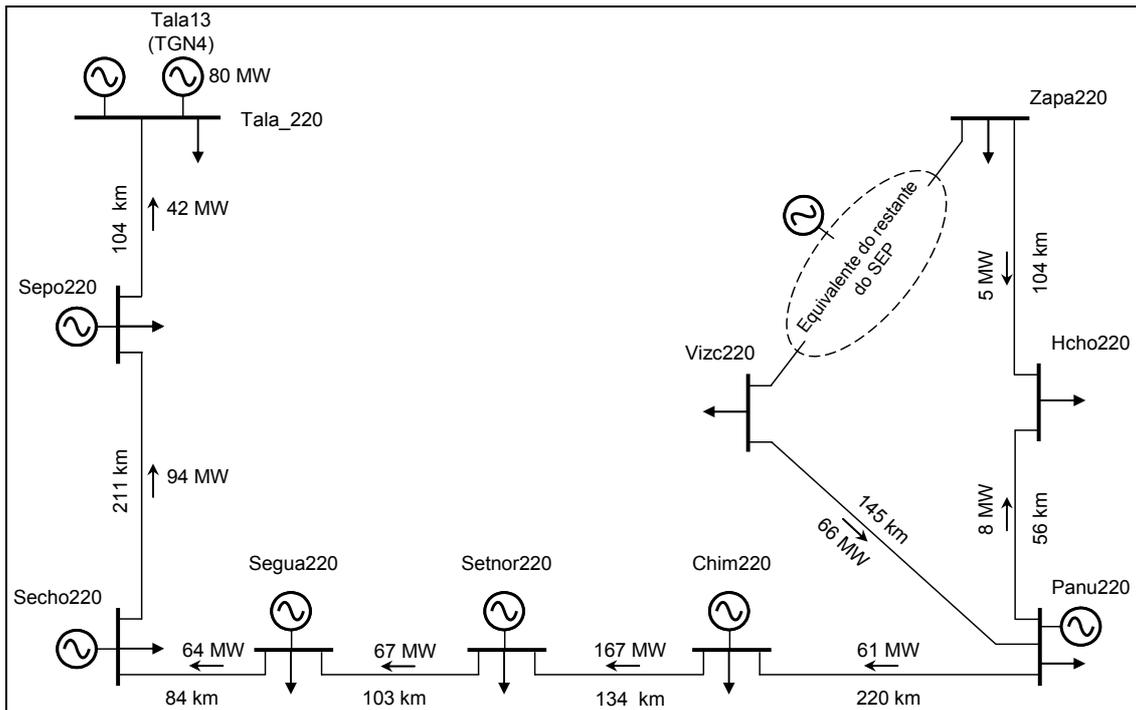


Figura 5.5.- Cenário 5: Estiagem Pesada – Fluxo de potência ativa nas linhas da área Norte

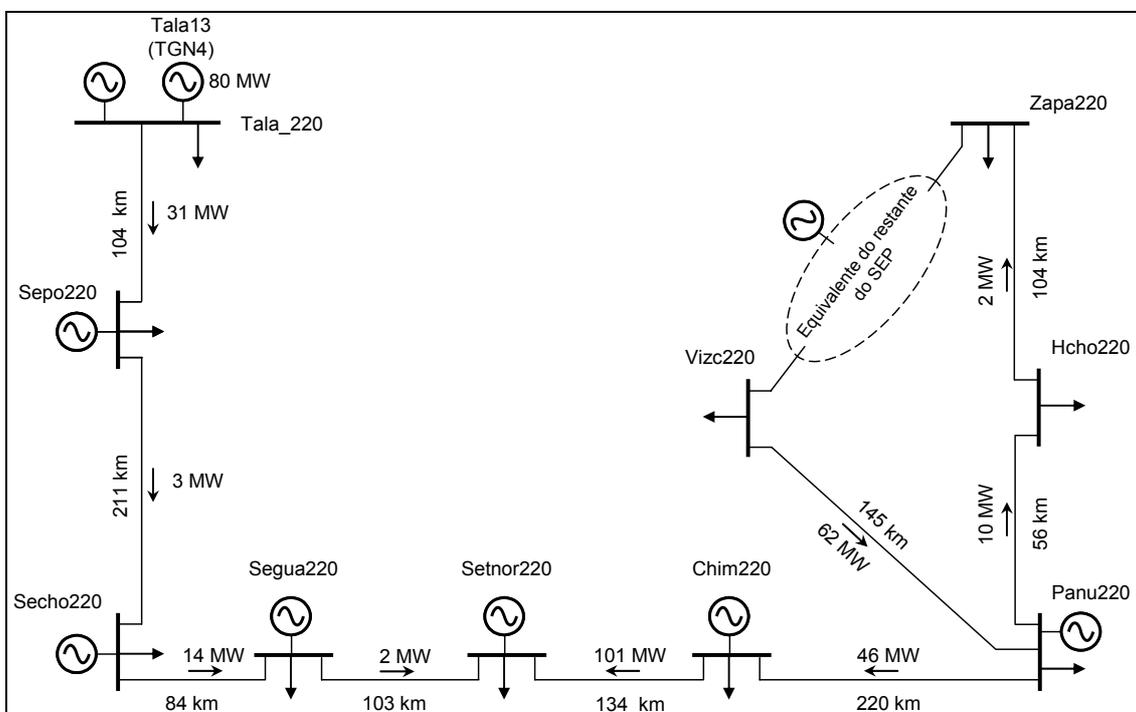


Figura 5.6.- Cenário 6: Estiagem Média – Fluxo de potência ativa nas linhas da área Norte

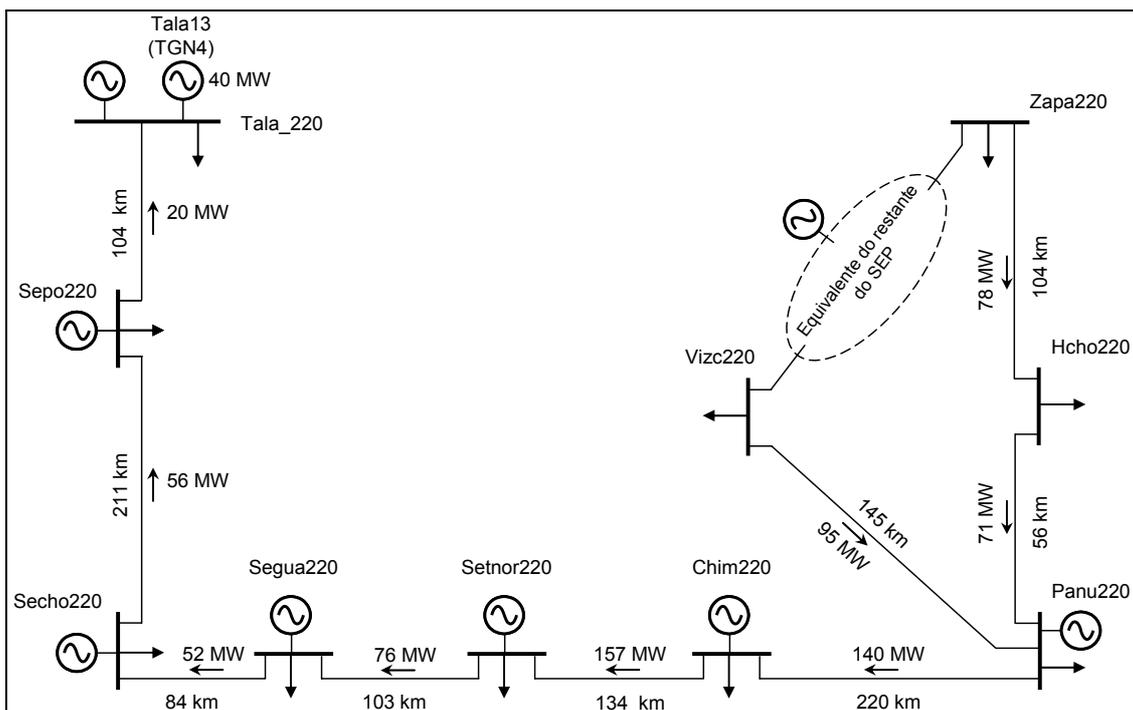


Figura 5.7.- Cenário 7: Estiagem Mínima – Fluxo de potência ativa nas linhas da área Norte

5.1.2 Modos eletromecânicos

No apêndice D, apresentam-se os modos eletromecânicos, considerando o sistema sem os estabilizadores para os sete cenários estudados. Como estamos interessados nos modos menos amortecidos, nas seguintes subsecções, serão apresentados somente esses modos.

Modos com os estabilizadores existentes desligados

Nas tabelas 5.2 a 5.4, apresentam-se os modos eletromecânicos com amortecimento menor que 5% para os sete cenários estudados, considerando que os sete estabilizadores existentes no Sistema Elétrico Peruano encontram-se desligados.

Tabela 5.2.- Modos eletromecânicos do SEP na Cheia com $\zeta \leq 5\%$

Nº	CENÁRIO 1			CENÁRIO 2			CENÁRIO 3		
	Cheia Máxima Demanda			Cheia Média Demanda			Cheia Mínima Demanda		
	Polo	f(Hz)	$\zeta(\%)$	Polo	f(Hz)	$\zeta(\%)$	Polo	f(Hz)	$\zeta(\%)$
1	0.136 ± j 5.255	0.836	-2.586	0.182 ± j 5.379	0.856	-3.385	0.076 ± j 5.386	0.857	-1.410
2	-0.048 ± j 4.082	0.650	1.183	0.059 ± j 4.281	0.681	-1.369			
3	-0.309 ± j 7.330	1.167	4.211	-0.275 ± j 6.378	1.015	4.314			
4	-0.321 ± j 6.916	1.101	4.641	-0.347 ± j 7.430	1.183	4.668			
5	-0.414 ± j 8.289	1.319	4.992						

5.1 Considerações gerais

Tabela 5.3.- Modos eletromecânicos do SEP na Variante com $\zeta \leq 5\%$

Nº	CENÁRIO 4		
	Cheia Variante		
	Polo	f(Hz)	$\zeta(\%)$
1	0.511 ± j 3.234	0.515	-15.610
2	0.240 ± j 5.138	0.818	-4.665
3	-0.184 ± j 7.068	1.125	2.606
4	-0.250 ± j 6.816	1.085	3.658

Tabela 5.4.- Modos eletromecânicos do SEP na Estiagem com $\zeta \leq 5\%$

Nº	CENÁRIO 5			CENÁRIO 6			CENÁRIO 7		
	Estiagem Máxima Demanda			Estiagem Média Demanda			Estiagem Mínima Demanda		
	Polo	f(Hz)	$\zeta(\%)$	Polo	f(Hz)	$\zeta(\%)$	Polo	f(Hz)	$\zeta(\%)$
1	-0.112 ± j 5.771	0.919	1.950	0.181 ± j 5.378	0.856	-3.360	0.046 ± j 5.361	0.853	-0.859
2	-0.277 ± j 7.631	1.215	3.630	-0.266 ± j 5.590	0.890	4.740	-0.335 ± j 8.407	1.338	3.985
3	-0.319 ± j 6.968	1.109	4.570	-0.213 ± j 4.272	0.680	4.970	-0.223 ± j 5.444	0.866	4.084

Na Figura 5.8 apresenta-se, em forma gráfica, parte dos autovalores do Sistema Elétrico Peruano para os sete cenários estudados e, como nas tabelas anteriores, com os estabilizadores desligados.

A área mostrada na Figura 5.8 abrange os modos menos amortecidos do sistema, observa-se que, sem os estabilizadores, o SEP apresenta amortecimento negativo para os cenários 1, 2, 3, 4, 6 e 7. Para o cenário 5, seu amortecimento, mesmo sendo positivo, é pouco amortecido.

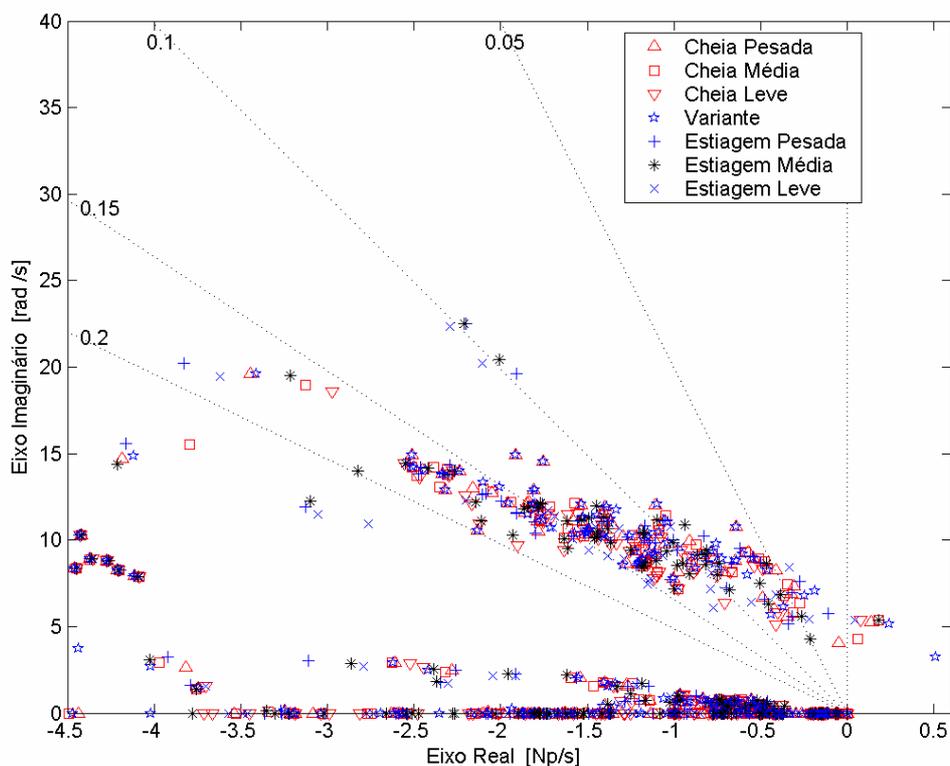


Figura 5.8.- Modos do SEP com os estabilizadores desligados

Modos com os estabilizadores existentes ligados –Ajustes atuais

Na Figura 5.9, apresenta-se o gráfico dos modos do SEP para os sete cenários estudados, considerando os sete estabilizadores existentes no SEP ligados e com os ajustes atuais.

Como se pode observar, os estabilizadores, com os ajustes atuais, conseguem amortecer o sistema acima dos 5% para seis dos cenários estudados. No entanto, eles falham para amortecer o cenário 4.

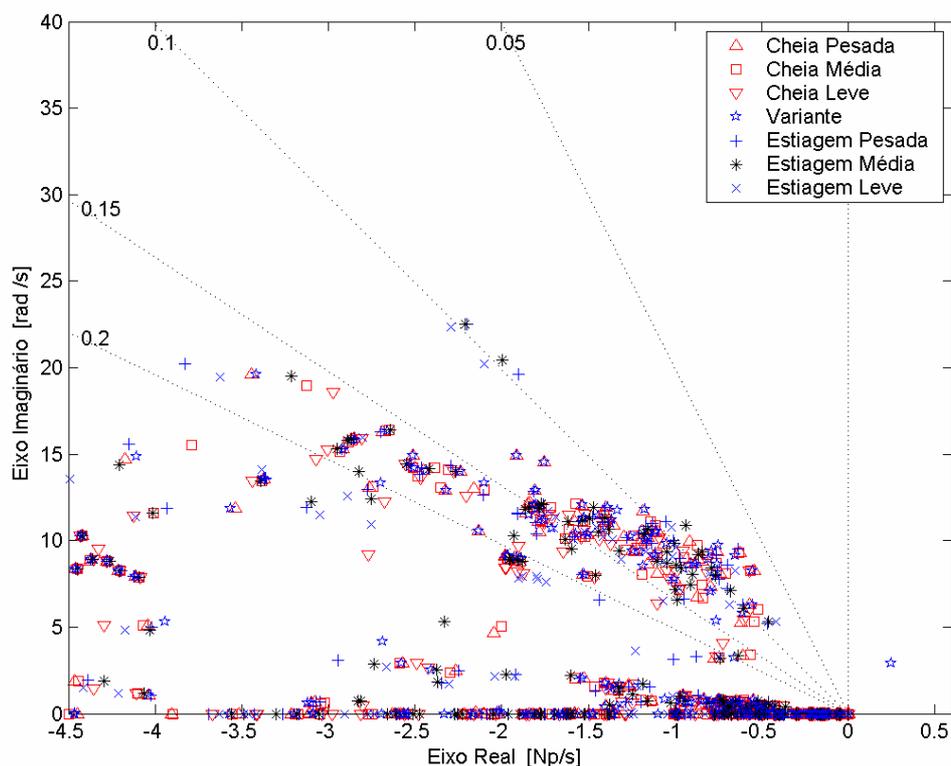


Figura 5.9.- Modos do SEP com os estabilizadores ligados (ajustes atuais)

Uma forma intuitiva de focar o problema seria começar o projeto de reajuste de estabilizadores pelo cenário 4 e verificar os amortecimentos nos outros seis cenários. Uma outra alternativa seria trabalhar nos sete cenários simultaneamente, mediante, um método baseado em algoritmo genético [53, 54].

Previamente à aplicação de alguma destas duas alternativas, realizar-se-ão avaliações da localização dos estabilizadores com maior efetividade para amortecer o Sistema Elétrico Peruano.

5.1.3 Avaliação do reajuste dos estabilizadores existentes e ou localização de novos estabilizadores

Como já foi exposto, o SEP apresenta instabilidade para o cenário 4 mesmo com os estabilizadores instalados. Faz-se necessário, portanto, saber se apenas reajustando os estabilizadores existentes seria suficiente para amortecer também este cenário até um mínimo de 5%, ou se será necessário incluir novos estabilizadores com este objetivo.

Se os estabilizadores existentes forem suficientes para conseguir o amortecimento desejado, o projeto será de reajuste de estabilizadores. Caso contrário, a tarefa consistirá em determinar a localização de novos estabilizadores assim como os ajustes dos estabilizadores novos e existentes para conseguir um amortecimento maior ou igual aos 5%, em todos os 7 cenários considerados. Nesse caso, o projeto será de localização e reajuste de estabilizadores.

A forma de escolher as usinas candidatas para instalação de estabilizadores será baseada no mapa de pólos e zeros, nos resíduos da função de transferência $\Delta Pelétrica/\Delta Vref$ ou alternativamente $\Delta \omega/\Delta Vref$, e nos fatores de participação de velocidade. A aplicação destas técnicas, nesta parte do trabalho, será feita com os estabilizadores existentes ligados e com os ajustes atuais.

Identificação do modo instável – Cenário 4

Os cálculos dos autovalores, incluindo os fatores de participação (Tabela 5.5), nos indicam que o modo procurado é associado ao ângulo do rotor, sendo, portanto eletromecânico. Além disso, pode-se dizer que a máquina com maior fator de participação nesse modo é Tala13 que, como apresentado anteriormente, tem um estabilizador instalado. Isto nos dá uma primeira idéia de como o estabilizador instalado na Tala13 pode ajudar a amortecer o modo instável.

Tabela 5.5.- Modo eletromecânico instável do cenário 4

Real	Imaginário	Módulo	Freq. (Hz)	ζ(%)	Fator de Participação
0.2459	±2.9225	2.9328	0.4651	-8.3835	δ da máquina Tala13

A Figura 5.10 mostra os Mode-Shapes de velocidade do modo sob estudo e a Figura 5.11 o Mode-Shapes Geográfico desse mesmo modo. A maneira em que as setas estão orientadas indica que as usinas da Costa Norte oscilam contra as usinas do resto do Sistema Elétrico Peruano. Esta característica de oscilação envolvendo todas as usinas do sistema é típica dos modos inter-área de baixa frequência.

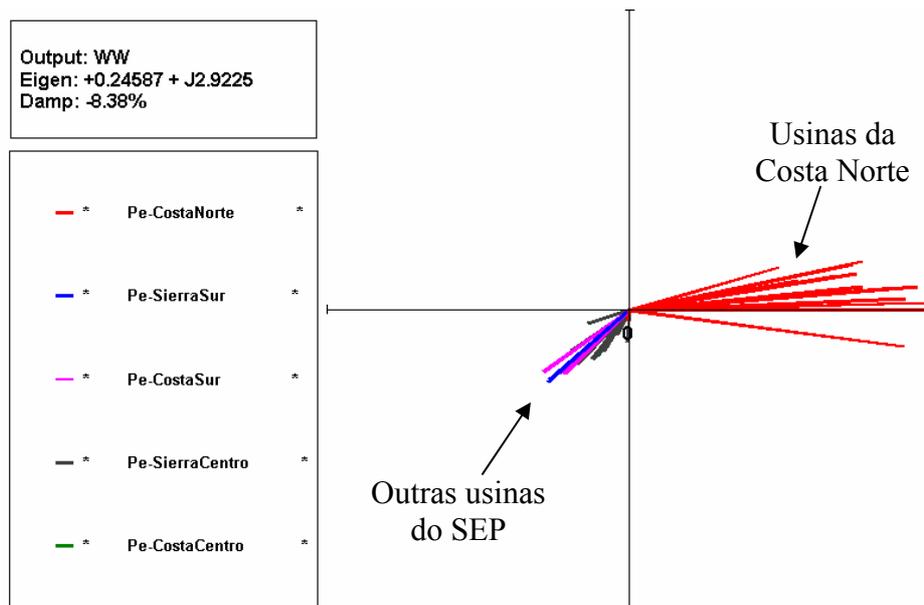


Figura 5.10.- Mode-Shapes de ω - modo $0.2459 \pm j2.9225$ - 7 estabilizadores ligados - ajustes atuais

Estabilizadores com capacidade para deslocar o pólo instável

Os resíduos e os fatores mostrados na Tabela 5.6 indicam que o melhor candidato para deslocar o pólo instável é a Tala13. Como esta máquina já tem estabilizador instalado, o mesmo poderia ser reajustado.

Tabela 5.6.- Seleção da localização dos estabilizadores para o modo 1

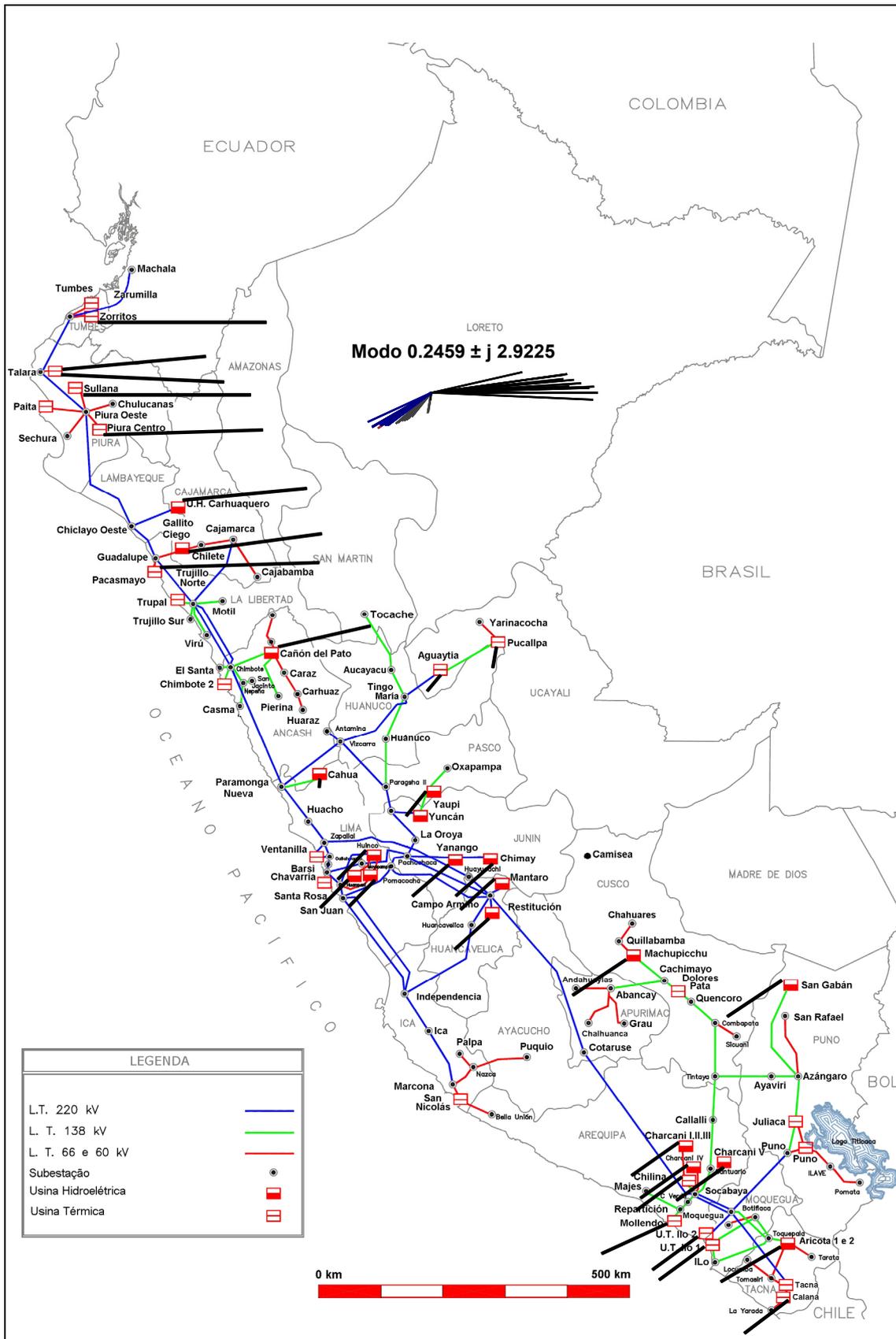
Gerador associado	Resíduo de $\Delta P_T / \Delta V_{ref}$		Fator de participação de ω		PSS
	Valor	Ordem	Valor	Ordem	
TALA13	1.000	1°	1.000	1°	Sim
SAM1 a 7	0.422	2°	0.282	3°	Sim
CARH1 a 3	0.239	3°	0.269	4°	Não
CPATO1 a 6	0.218	4°	0.327	2°	Sim

Além disso, a Tala13 tem outra vantagem sobre os outros possíveis candidatos. Por ser apenas uma máquina, em vez das 7 máquinas de SAM ou as 6 de CPATO, o trabalho de reajuste no campo ficaria muito mais fácil.

Desconsidera-se CARH em razão das suas máquinas não possuírem estabilizadores e o seu valor de resíduo ser relativamente pequeno para o modo sob análise.

Portanto, o projeto começará redefinindo o estabilizador de TALA13, considerando que os outros 6 estabilizadores se encontram ligados e com os ajustes atuais.

5.1 Considerações gerais



**Figura 5.11.- Mode-Shapes Geográfico de ω do SEP ano 2004. Modo $0.2459 \pm j 2.9225$
7 estabilizadores ligados e com ajustes atuais**

5.2 Projeto do PSS Tala13

O sistema considerado (Figura 5.12) contempla 6 Estabilizadores ligados (2 a 6 na Tabela 3.1) com os seus ajustes originais e 1 PSS (1 na mesma tabela) a ser projetado para os 7 cenários do estudo.

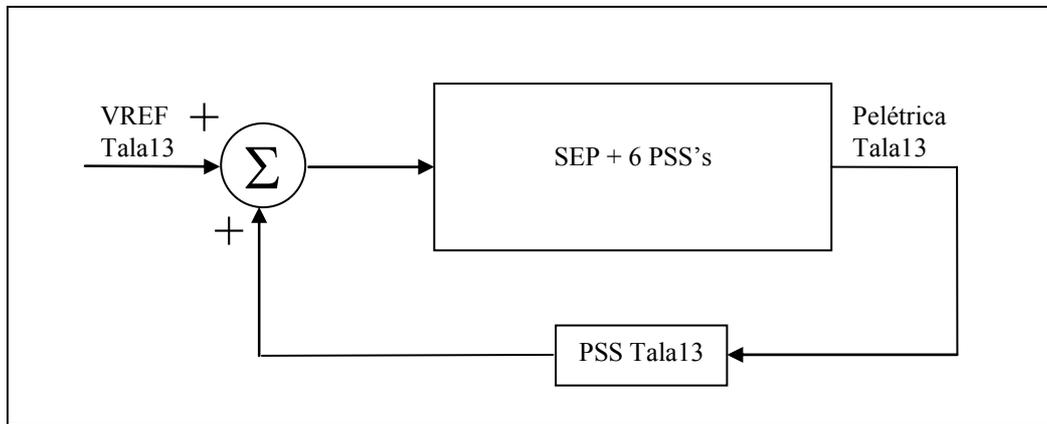


Figura 5.12.- Projeto do estabilizador na Tala13

5.2.1 Modos com o PSS Tala13 desligado

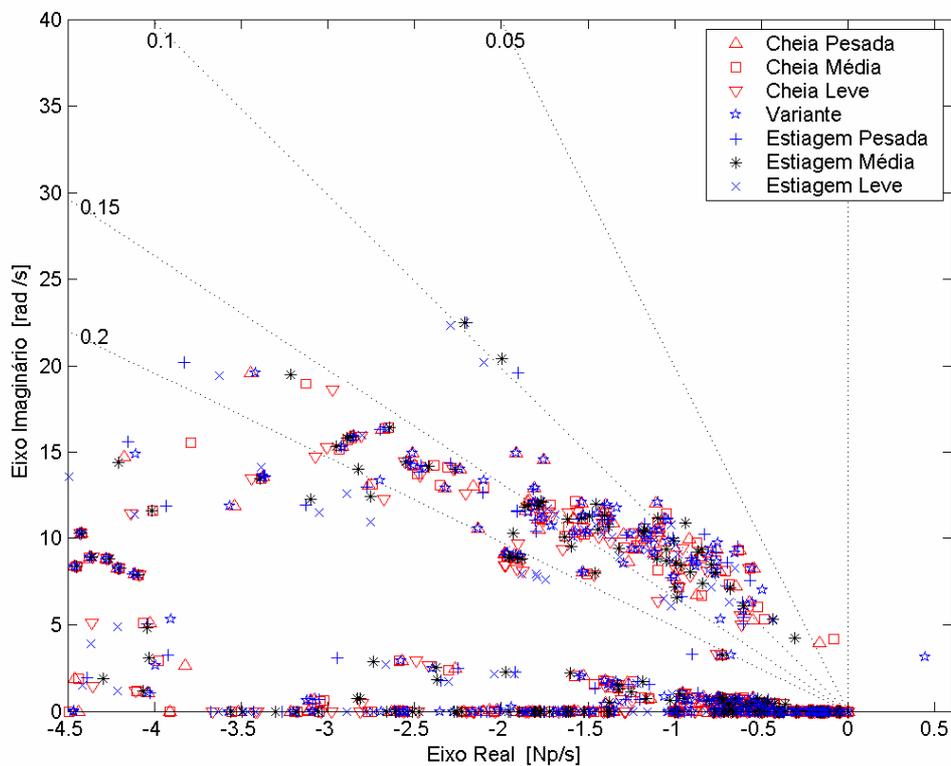


Figura 5.13.- Modos do SEP para os 7 cenários - estabilizador Tala13 desligado - outros 6 estabilizadores ligados e com ajustes atuais

A Figura 5.13 mostra que o pólo instável é melhor identificado no cenário 4. Portanto, começaremos a análise nesse cenário.

5.2.2 Modelo do PSS a ser utilizado

Para modelar o PSS Tala13, utiliza-se o modelo padronizado IEEEEST da IEEE com entrada de potência elétrica (PT). Por se tratar com pequenos sinais, retiram-se as não linearidades do modelo original (limitadores do sinal de saída) e, por ser o ângulo a ser compensado menor que 65° em atraso (maior detalhe da escolha deste ângulo será dado em 5.2.5), utiliza-se apenas um bloco Lead-Lag (Figura 5.14).

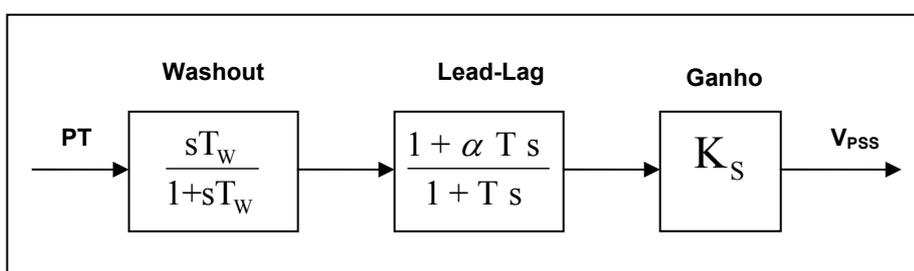


Figura 5.14.- Modelo do PSS a utilizar para Tala13

5.2.3 Resíduo da função de transferência $\Delta PT/\Delta VREF$

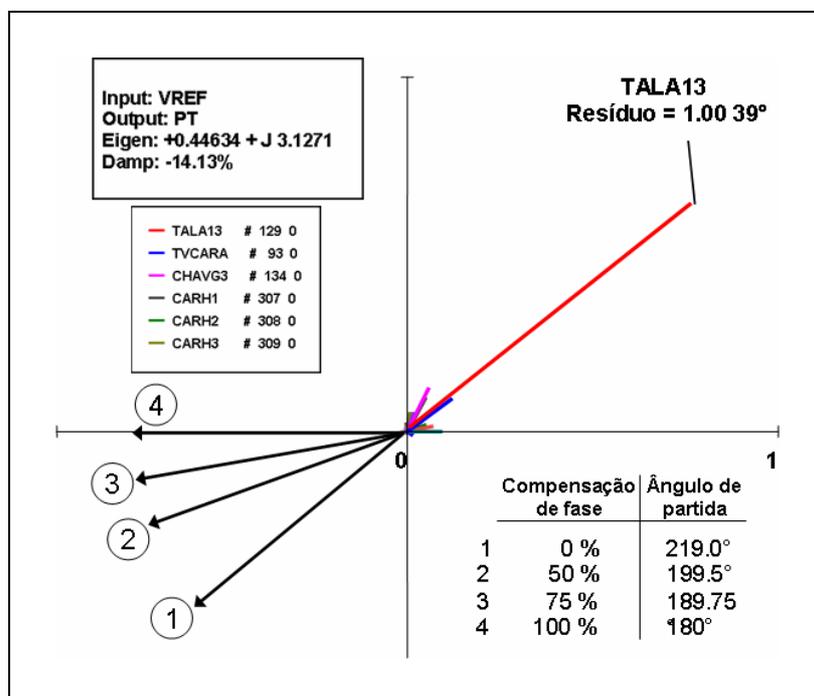


Figura 5.15.- Resíduo de $\Delta PT/\Delta VREF$ - cenário 4 - estabilizador Tala13 desligado - outros 6 estabilizadores ligados e com ajustes atuais

O módulo do resíduo da função de transferência $\Delta PT/\Delta VREF$ mostrado na Figura 5.15, indica a Tala13 como o melhor candidato para alocar o modo 1. Seu argumento, acrescentado em 180° , dá o ângulo de partida do pólo quando se considera apenas um ganho negativo na malha de realimentação entre PT e $VREF$. A trajetória inicial seguida pelo pólo nessas condições está dada pelo vetor 1.

A Figura 5.15 apresenta também qual seria a trajetória inicial do pólo, para valores de compensação da fase iguais a 50% (vetor 2), 75% (vetor 3) e 100% (vetor 4). Em que uma compensação de 100% da fase equivale a 39° em atraso.

5.2.4 Mapa de pólos e zeros (Proximidade de zeros)

Como se sabe, a alocação dos pólos instáveis deve ser feita no plano complexo, da direita para a esquerda, buscando que a trajetória seguida pelo pólo seja horizontal ou, equivalentemente, na mesma frequência do pólo.

Para o caso analisado, segundo apresentado na Figura 5.16, existe um zero que poderia exercer atração sobre o pólo a ser alocado, à medida que o mesmo se desloque de sua localização inicial até a região estável. Assim, a posição final do pólo é condicionada pela localização deste zero.

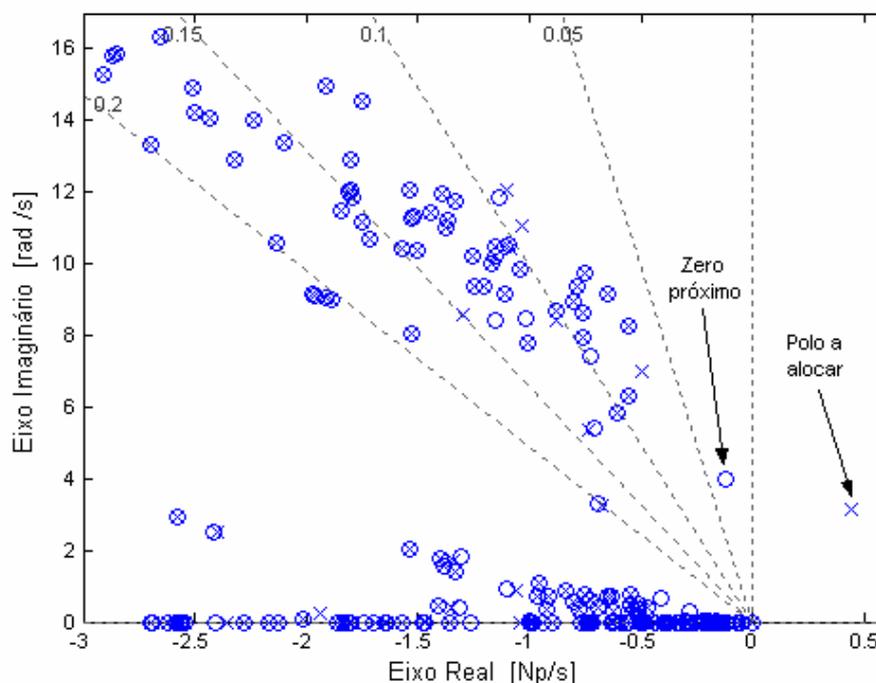


Figura 5.16.- Mapa de pólos e zeros de $\Delta PT/\Delta VREF$ - cenário 4 - estabilizador Tala13 desligado - outros 6 estabilizadores ligados e com ajustes atuais

5.2.5 Influência do ângulo de partida do pólo

Para lidar com o problema do zero próximo ao pólo a ser alocado, estuda-se o comportamento da trajetória seguida pelo pólo para diversos ângulos de partida, considerando a constante de washout $T_w = 10$ e o ganho K_s no intervalo de 0 a -20.

As relações entre os ângulos de partida e as compensações de fase obtidas são:

Compensação de fase 0% → Ângulo de partida 219°.

Compensação de fase 50% → Ângulo de partida 199.5°.

Compensação de fase 100% → Ângulo de partida 180°.

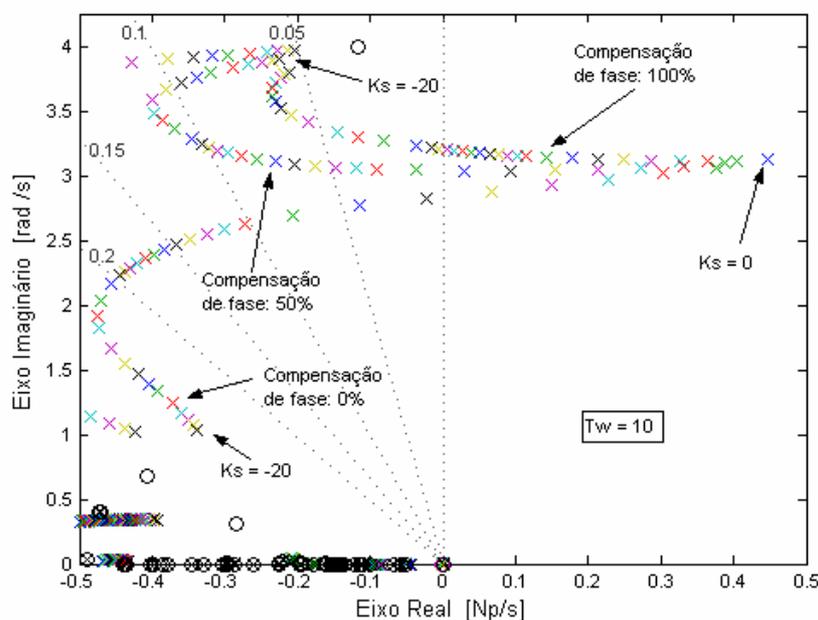


Figura 5.17.- Influência do ângulo de partida para $T_w = 10$ s

A Figura 5.17 mostra o deslocamento do pólo a ser alocado. É interessante observar que a trajetória do pólo pode ser variada drasticamente pela escolha da compensação da fase. Nota-se ainda, que, com o objetivo de obter o máximo amortecimento do pólo a ser compensado, este pode ser atraído por algum dos zeros que estiver perto da sua trajetória. Sem compensação da fase, por exemplo, o pólo é atraído por um zero na parte inferior do gráfico e, compensando os 100% da fase, é atraído por um zero na parte superior do gráfico.

Na alocação do pólo instável, deve-se ter o cuidado, na medida do possível, de não diminuir a frequência final do pólo alocado (com relação a frequência inicial), pois o torque sincronizante é dependente desta frequência de oscilação, como mostrado na Equação 5.1. Esse torque pode, portanto, ser prejudicado [3].

$$T_s = 2H\omega^2 \quad (5.1)$$

onde:

T_s é o torque sincronizante.

H é a constante de inércia.

ω é a frequência do pólo.

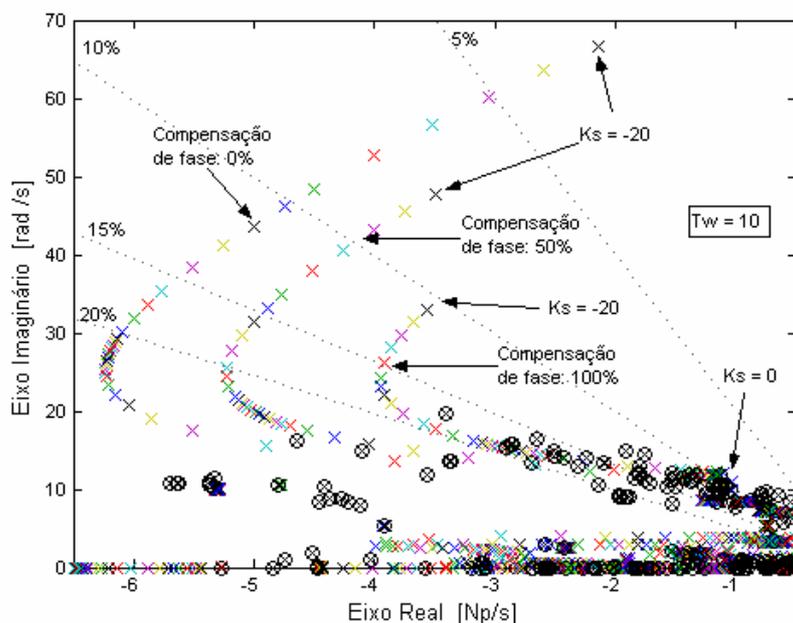


Figura 5.18.- Influência do ângulo de partida para $T_w = 10$ s

Nota-se, ainda, que o estabilizador na Tala13, também influencia outros modos do sistema, os quais também serão deslocados. Portanto, deve-se também cuidar do amortecimento destes pólos, pois um ganho elevado pode levá-los à zona pouco amortecida ou, ainda, instável, como é apresentado na Figura 5.18.

Como se pode observar, a compensação do pólo determina a trajetória do mesmo, sendo que uma compensação da fase em atraso, em torno de 100% ou mais, originaria amortecimentos em torno dos 5%. A falta de compensação, ou mesmo existindo esta, mas em avanço, provocaria uma diminuição da frequência do pólo, prejudicando o torque sincronizante. Portanto, a fase do estabilizador será escolhida na faixa de 0° a 39° em atraso.

5.2.6 Influência do Washout

Semelhantemente à seção anterior, estuda-se o comportamento da trajetória para variação da constante de tempo T_w do *washout*. Considera-se a compensação de fase igual a zero e o ganho K_s no intervalo de 0 a -20.

A Figura 5.19 mostra que o *washout* influencia grandemente sobre o amortecimento do pólo a ser alocado. Vemos que para $T_w = 1.5$ (ajuste original do estabilizador na Tala13), o máximo amortecimento a ser obtido está na faixa de 5% a 10%. Modificando para $T_w = 10$, o máximo amortecimento a ser obtido é maior que 10%. A Figura 5.20 apresenta o mesmo pólo da Figura 5.18 e a forma como é influenciado pela constante de tempo do *washout*. Vemos que o efeito com relação ao amortecimento é muito menor ao mostrado pelo pólo a ser alocado. Este modo será chamado de “modo $-1.10 \pm j 12.1$ ”.

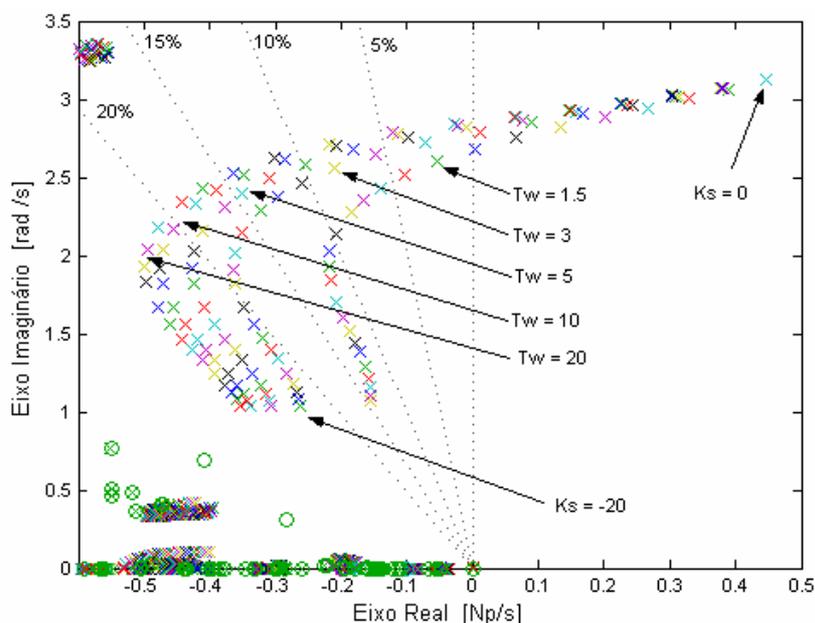


Figura 5.19.- Influência da constante de tempo do washout

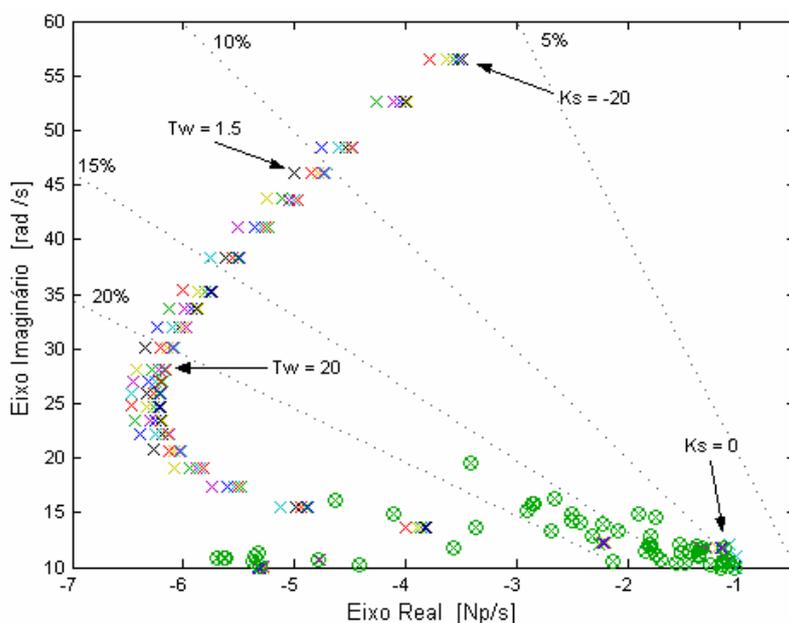


Figura 5.20.- Influência da constante de tempo do washout

5.2.7 Aplicação do algoritmo genético

Com o intuito de encontrar uma estimativa inicial dos parâmetros do estabilizador Tala13, que consiga amortecer os 7 cenários do estudo, utiliza-se um programa de algoritmo genético, levando em conta as considerações expostas nas seções anteriores.

A Tabela 5.7 apresenta os limites dos parâmetros do estabilizador no cromossomo, os quais foram mantidos fixos durante o processo de busca.

Tabela 5.7.- Limites dos parâmetros do PSS Tala13

Parâmetros	Intervalo de busca	
	Limite mínimo	Limite Máximo
Tw	1	11
K	0	20
α	0.1 (-54.9°) ^(*)	1 (0°)

(*) Apesar da análise realizada em 5.2.5 ter indicado que a compensação ficaria na faixa de [-39°, 0°], permite-se que o algoritmo genético excursions inclusive em valores abaixo do limite inferior.

O estabilizador utilizado foi semelhante ao apresentado na Figura 5.14, tendo T e α a seguinte relação:

$$T = \frac{1}{\sqrt{\alpha \omega}} \tag{5.2}$$

onde:

$$\omega = 3.13 \text{ radianos/s}$$

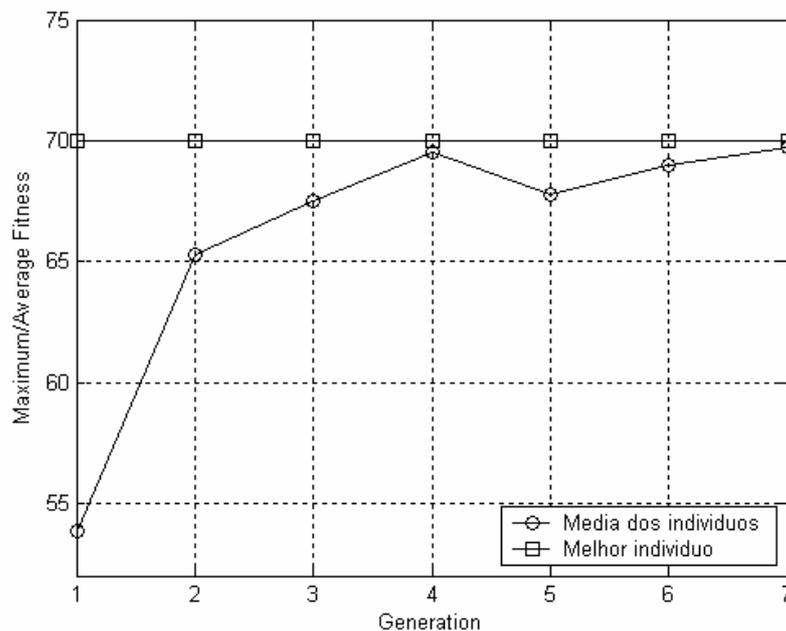


Figura 5.21.- Evolução do algoritmo genético utilizado

O resultado obtido mostrou que a constante de tempo do Washout devia estar em torno dos 10 segundos, o que coincide com a análise previamente apresentada.

A fase foi compensada em 29.3° em atraso (aproximadamente 75% de compensação da fase), ficando o ângulo de partida em torno de 189.7°.

Nas figuras 5.21 e 5.22 é mostrada a evolução do algoritmo genético e os modos obtidos com o reajuste do PSS na Tala13, respectivamente. Ressalta-se, aqui, o fato de que o algoritmo genético obteve uma solução satisfatória já na primeira geração.

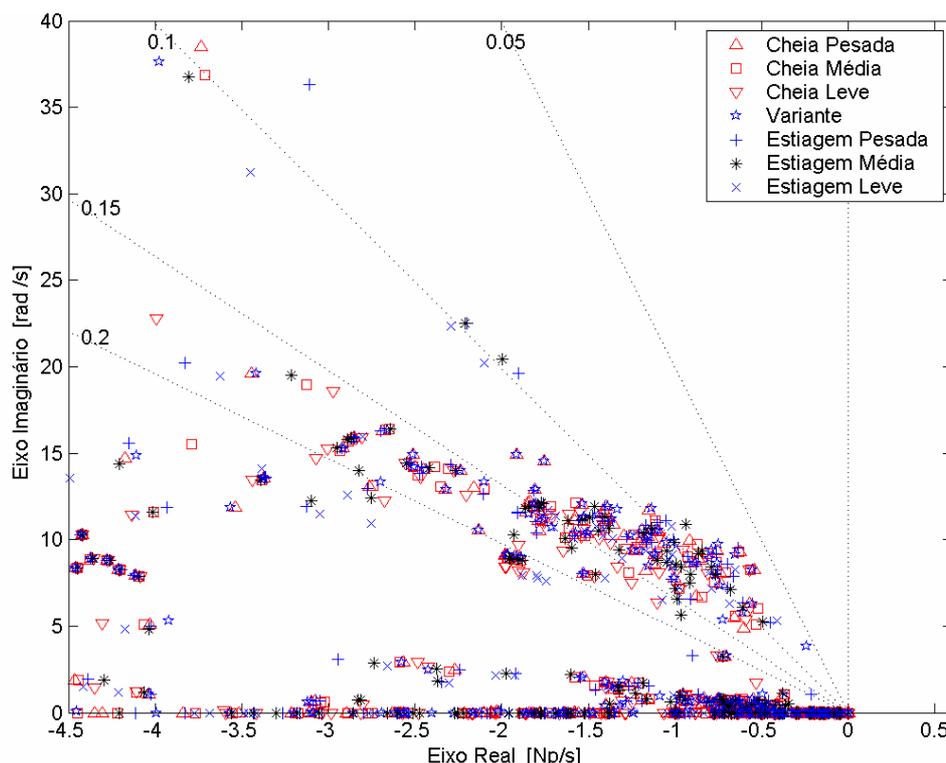


Figura 5.22.- Modos, resultado do algoritmo genético – Estimativa inicial

Tabela 5.8.- Parâmetros do PSS Tala 13 calculado pelo algoritmo genético

PSS		Gerador	Washout Tw(s)	Lead – Lag			
Nº	Tipo			Nº Blocos	α	T	Ks
1	Potência elétrica	Tala13	9.6773	1	0.3433	0.5453	-16.9768

Compensação de fase 75% → Ângulo de partida 189.7°.

5.2.8 Aplicação do lugar das raízes

Tendo já uma solução dada pelo algoritmo genético, o propósito agora é refinar essa resposta.

Para definir o valor do ganho e a compensação de fase, as seguintes considerações

foram tomadas:

- Conseguir máximo amortecimento no cenário 4, tanto para o modo 1 como para o modo $-1.10 \pm j 12.1$.
- Variação mínima da frequência do pólo instável.

Depois de várias tentativas, em que foram variados a compensação da fase e o ganho, os seguintes parâmetros para o estabilizador na Tala13 foram obtidos:

Tabela 5.9.- Parâmetros do estabilizador na Tala13

PSS		Gerador	Washout	Lead – Lag			
Nº	Tipo		Tw(s)	Nº Blocos	alfa	T	Ks
1	Potência Elétrica	Tala13	10	1	0.49	0.46	-5

Compensação de fase 50% → Ângulo de partida 200°.

A Figura 5.23 apresenta o efeito do estabilizador Tala13 sobre os modos do cenário 4, mediante o gráfico do lugar das raízes. Aqui um ganho zero é equivalente a considerar o estabilizador desligado e um ganho igual a -5 corresponde ao ajuste final do estabilizador.

Já a Figura 5.24 apresenta o gráfico do lugar das raízes exclusivamente do pólo instável alocado pelo estabilizador na Tala13.

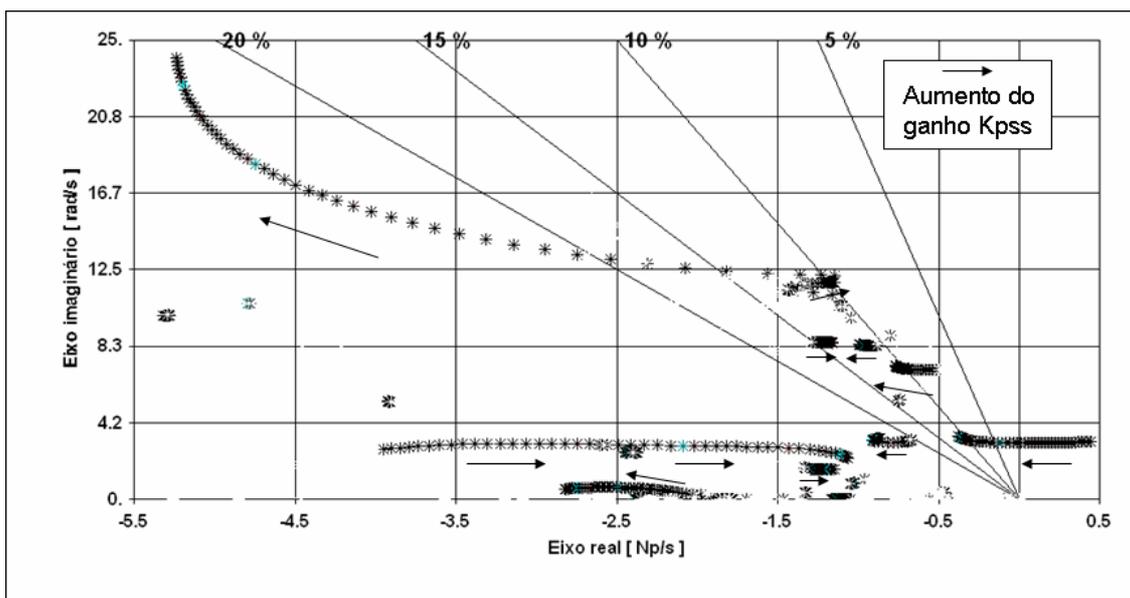


Figura 5.23.- Aplicação do lugar das raízes – Cenário 4 – Ganho Kpss no intervalo [0, -5]

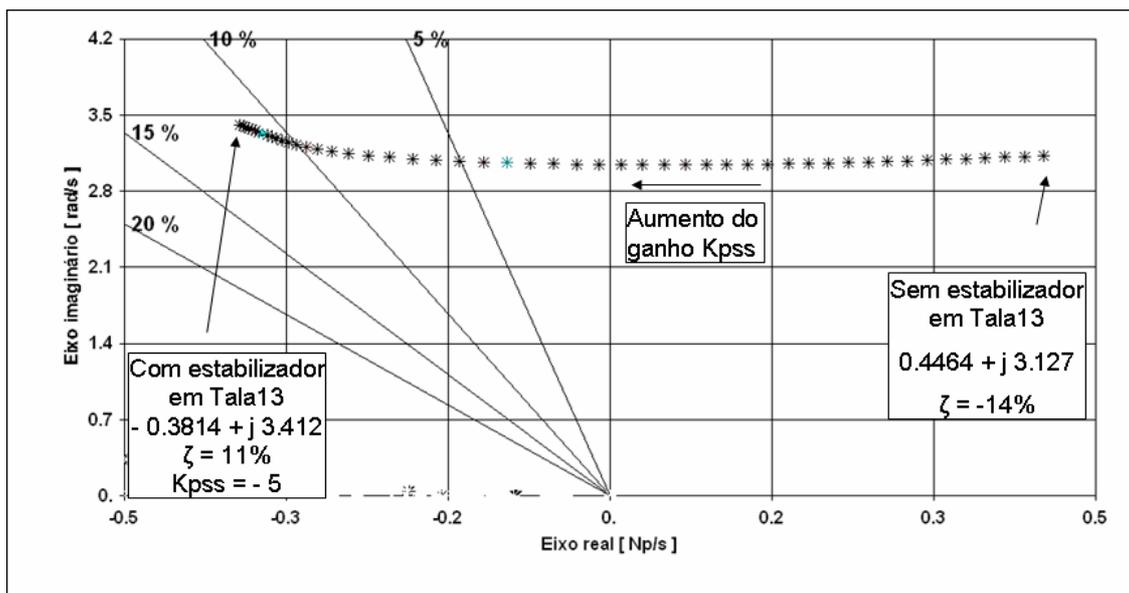


Figura 5.24.- Detalhe do lugar das raízes do modo 1 – Cenário 4 – Ganho Kpss no intervalo [0, -5]

5.2.9 Resultado da malha fechada em todos os cenários

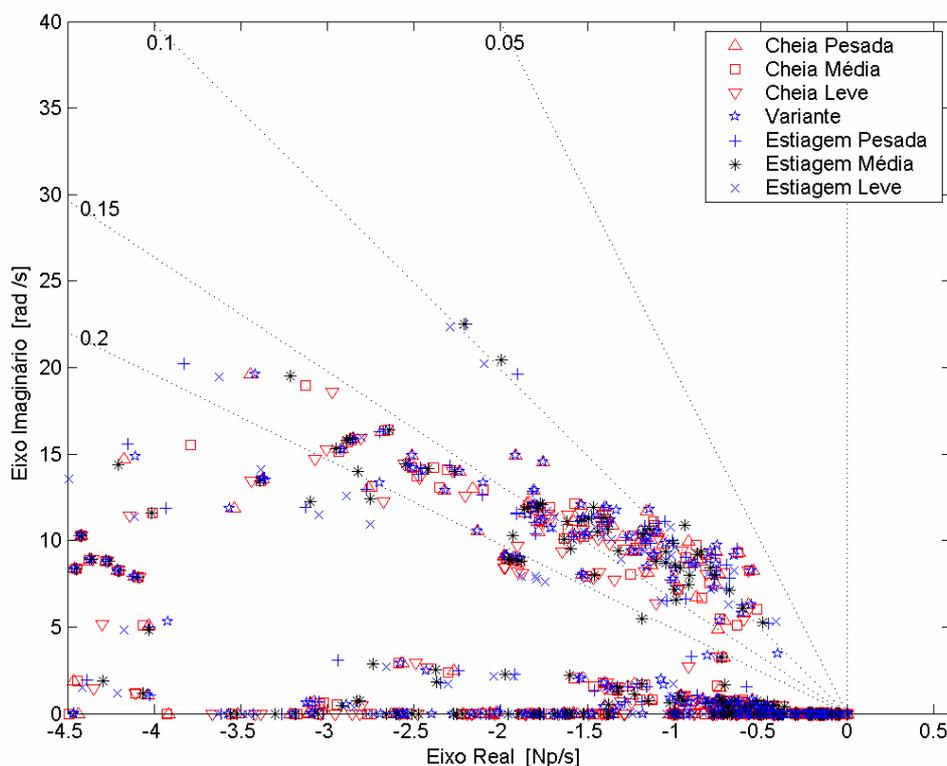


Figura 5.25.- Resultado final algoritmo genético + lugar das raízes

A Figura 5.25 apresenta o resultado da aplicação do algoritmo genético mais o refinamento conseguido mediante o gráfico do lugar das raízes, para todos os cenários,

com todos os estabilizadores ligados e com os ajustes propostos.

Nota-se que esta solução apresenta melhorias, quando comparada à estimativa inicial apresentada na Figura 5.22, não só por ter conseguido maior amortecimento para o pólo instável, como também por ter fornecido maior amortecimento ao modo $-1.10 \pm j 12.1$.

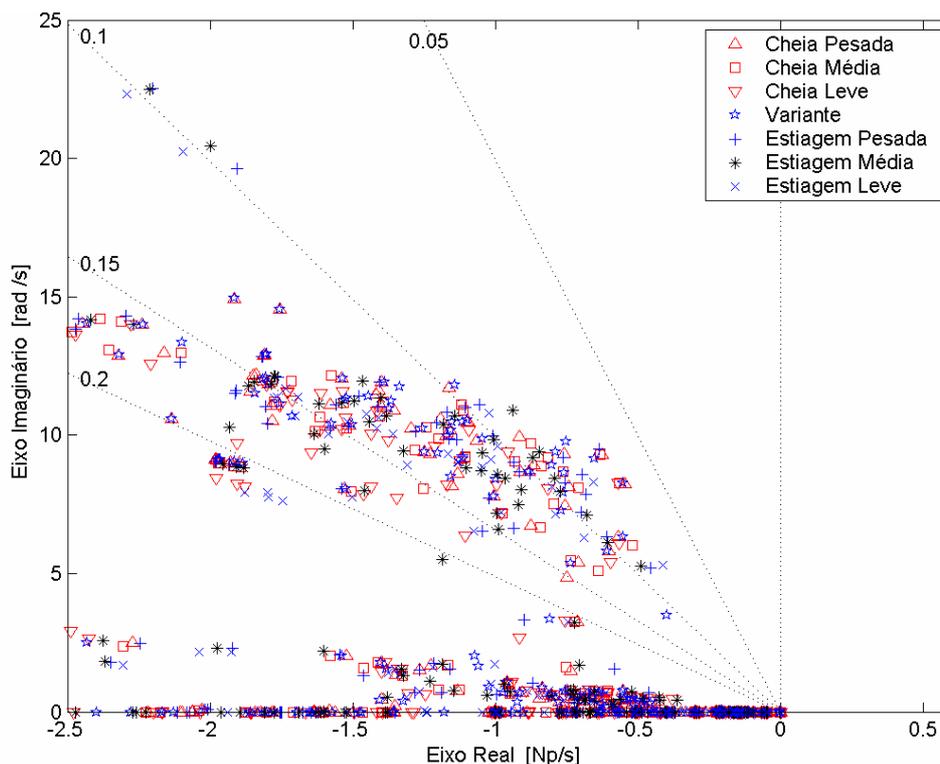


Figura 5.26.- Resultado final algoritmo genético + lugar das raízes – zona menos amortecida

Tabela 5.10.- Posição do modo 1

Cenário	Sem PSS Tala13		Com PSS Tala13			
	Pólo	$\zeta(\%)$	Ajuste atual		Ajuste proposto	
			Pólo	$\zeta(\%)$	Pólo	$\zeta(\%)$
1	$-0.168 \pm j 3.27$	4.22	$-0.645 \pm j 3.27$	19.00	$-0.749 \pm j 4.86$	15.20
2	$-0.0821 \pm j 4.18$	1.96	$-0.597 \pm j 3.32$	17.70	$-0.638 \pm j 5.11$	12.40
3	$-0.616 \pm j 5.01$	12.20	$-0.701 \pm j 3.98$	17.30	$-0.914 \pm j 2.68$	32.30
4	$0.446 \pm j 3.13$	-14.10	$0.213 \pm j 2.89$	-7.35	$-0.398 \pm j 3.49$	11.30
5	$-0.604 \pm j 5.03$	11.90	$-0.916 \pm j 3.00$	29.20	$-1.040 \pm j 6.53$	15.80
6	$-0.307 \pm j 4.23$	7.23	$-0.643 \pm j 3.23$	19.60	$-1.190 \pm j 5.51$	21.10
7	$-1.02 \pm j 6.07$	16.60	$-1.15 \pm j 3.49$	31.30	$-1.500 \pm j 7.76$	19.00

Tabela 5.11.- Posição do modo $-1.10 \pm j 12.1$

Cenário	Sem PSS Tala13		Com PSS Tala13			
	Pólo	$\zeta(\%)$	Ajuste atual		Ajuste proposto	
			Pólo	$\zeta(\%)$	Pólo	$\zeta(\%)$
1	$-1.11 \pm j 12.0$	9.19	$-5.58 \pm j 17.5$	30.30	$-5.08 \pm j 26.2$	19.00
2	$-1.05 \pm j 11.4$	9.15	$-5.57 \pm j 16.7$	31.60	$-5.02 \pm j 25.0$	19.70
3	$-1.14 \pm j 9.63$	11.70	$-2.59 \pm j 8.75$	28.40	$-4.50 \pm j 15.8$	27.40
4	$-1.10 \pm j 12.1$	9.06	$-5.65 \pm j 17.1$	31.40	$-5.24 \pm j 25.5$	20.10
5	$-0.827 \pm j 10.2$	8.05	$-5.35 \pm j 16.6$	30.70	$-4.52 \pm j 24.7$	18.00
6	$-1.09 \pm j 11.2$	9.76	$-5.64 \pm j 16.9$	31.70	$-5.11 \pm j 24.5$	20.40
7	$-1.12 \pm j 9.92$	11.20	$-5.19 \pm j 14.6$	33.60	$-4.55 \pm j 21.4$	20.80

Na Figura 5.26 apresenta-se o detalhe da zona menos amortecida e nas tabelas 5.10 e 5.11 os valores dos modos 1 e $-1.10 \pm j 12.1$ com seus respectivos amortecimentos, para os 7 cenários considerados e para 3 condições dos estabilizadores: sem estabilizador algum no sistema; com os 7 estabilizadores e ajustes atuais; e, finalmente, com os 7 estabilizadores e ajustes propostos.

5.2.10 Ajuste final do estabilizador Tala13

Na Figura 5.27, apresenta-se o ajuste final do estabilizador da Tala13.

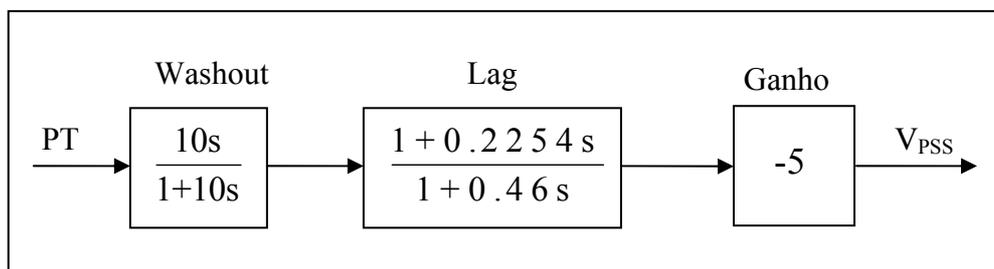


Figura 5.27.- Ajuste final do estabilizador da Tala13

5.3 Análise da Sensibilidade do Reajuste dos Estabilizadores

5.3.1 Influência do modelo da carga

Utilizando os modelos da carga dados na Tabela 4.3, foram calculados os amortecimentos mínimos no Sistema Elétrico Peruano para todos os cenários. Os resultados obtidos (vide Tabela 5.12) indicam que o sistema é estável para todos os casos, exceto quando considerado o modelo de potência ativa constante.

Como era previsto, a influência dos estabilizadores quando as cargas são modeladas por potência constante é quase nula. Isso se dá pelo fato de haver

impossibilidade de modulação da carga pela variação da tensão imposta pelos estabilizadores.

Tabela 5.12.- Influência do modelo da carga no amortecimento do SEP

Modelo da Carga			ζ (%) mínimo no caso:						
Nº	Potência ativa	Potência reativa	1	2	3	4	5	6	7
1	$Z_{\text{constante}}$	$Z_{\text{constante}}$	6.60	6.80	6.85	6.66	6.67	8.57	7.77
2	$I_{\text{constante}}$	$Z_{\text{constante}}$	6.74	6.87	6.88	6.61	6.71	8.35	7.13
3	$P_{\text{constante}}$	$Z_{\text{constante}}$	5.52	5.34	-3.45	1.67	-3.72	6.80	3.54
4	$I_{\text{constante}}$	$I_{\text{constante}}$	6.66	6.81	6.88	6.54	6.69	8.63	7.25
5	$P_{\text{constante}}$	$Q_{\text{constante}}$	-72.7	-45.9	-14.3	-100	-95.1	0.27	-11.5
6	$0.8 I_{\text{constante}} + 0.2 Z_{\text{constante}}$	$0.5 I_{\text{constante}} + 0.5 Z_{\text{constante}}$	6.68	6.84	6.87	6.61	6.89	8.62	7.29

5.3.2 Influência de SVC's

Utilizando os resíduos da forma explicada em 4.3.6, obtiveram-se os resultados apresentados nas tabelas 5.13 e 5.14:

Tabela 5.13.- Barras onde os SVC's teriam influência nos modos críticos - cenário 4

Resíduo da função de transferência Pij/BSHU							
Modo 1		Modo 2		Modo 3		Modo 4	
0.51102 ± J 3.2336		0.23994 ± J 5.1379		-0.18425 ± J 7.0684		-0.24947 ± J 6.8162	
$\zeta = -15.61\%$		$\zeta = -4.66\%$		$\zeta = 2.61\%$		$\zeta = 3.66\%$	
Frequência = 0.51 Hz		Frequência = 0.82 Hz		Frequência = 1.12 Hz		Frequência = 1.08 Hz	
Nome da barra	Resíduo	Nome da barra	Resíduo	Nome da barra	Resíduo	Nome da barra	Resíduo
SECHO220	1.0	AUCA60	1.0	CARAZ66	1.0	RACCHI33	1.0

Tabela 5.14.- Influência dos SVC's nos modos críticos - cenário 4

SVC		Resíduo da função de transferência Pij/BSHU			
		Modo 1	Modo 2	Modo 3	Modo 4
Nº	Nome da barra	0.51102 ± J 3.2336	0.23994 ± J 5.1379	-0.18425 ± J 7.0684	-0.24947 ± J 6.8162
		$\zeta = -15.61\%$	$\zeta = -4.66\%$	$\zeta = 2.61\%$	$\zeta = 3.66\%$
		Frequência = 0.51 Hz	Frequência = 0.82 Hz	Frequência = 1.12 Hz	Frequência = 1.08 Hz
1	SVCBAL	0.00228	0.00019	0.00038	0.00085
2	SVCCHAV	4.3E-09	1.02512E-09	6.56567E-10	5.30437E-09
3	SVCCHI	0.00675	0.00347	0.00181	0.00065
4	SVCTRJ	0.00633	0.00128	0.00743	0.00214
5	SVCVIZ	0.00112	0.00215	0.00065	0.00056
6	TINT10	0.00387	0.00534	0.00061	0.02358

A Tabela 5.14 apresenta as barras onde SVC's estão atualmente instalados e o módulo do resíduo para os quatro modos críticos calculados no cenário 4. Observa-se que o valor do resíduo é bem menor que a unidade, indicando, portanto, que a

5.3 Análise da Sensibilidade do Reajuste dos Estabilizadores

influência dos *SVC's* existentes sobre o amortecimento dos modos críticos é desprezível.

Concluimos que os modos críticos do SEP não são fortemente afetados pelos *SVC's* existentes.

A Tabela 5.13 indica as barras onde *SVC's* seriam efetivos para amortecer os modos críticos do sistema (módulo do resíduo igual à unidade). Assim tem-se que um *SVC*, instalado na barra Secho220, serviria para amortecer o modo 1; um outro *SVC*, instalado na barra Auca60 serviria para amortecer o modo 2; um outro *SVC*, instalado na barra Caraz60, serviria para amortecer o modo 3; e um outro *SVC*, instalado na barra Racchi33, serviria para amortecer o modo 4.

5.3.3 Influência da máquina Tala13

Com as simulações dos cenários apresentados na Tabela 4.4 conclui-se que o carregamento da máquina Tala13 quase não influencia no amortecimento do pólo quando o sistema é considerado com todos os estabilizadores desligados. Porém, ao considerar todos os estabilizadores ligados, o amortecimento do modo 1 é afetado, como se demonstra na Tabela 5.15:

Tabela 5.15.- Influência da máquina Tala13 no modo 1

Caso	SEP sem PSS's			SEP com PSS's		
	Valor	Hz	ζ	Valor	Hz	ζ
4	0.5110 ± j 3.2336	0.5146	-15.6100%	-0.3815 ± j 3.4119	0.5400	11.1100%
4.1	0.3553 ± j 3.0758	0.4895	-11.4750%	-0.33978 ± j 3.1173	0.5000	12.6600%
4.2	0.3678 ± j 3.0736	0.4892	-11.8810%	-0.6553 ± j 3.0406	0.4800	21.0700%
4.3	0.3753 ± j 3.063	0.4875	-12.1630%	-0.49277 ± j 2.7817	0.4400	17.4400%
4.4	0.3770 ± j 3.0521	0.4858	-12.2580%	-0.3628 ± j 2.5977	0.4100	13.8300%
4.5	0.3744 ± j 3.0427	0.4843	-12.2130%	-0.2358 ± j 2.4624	0.3919	9.5300%

Comprova-se, também, que o amortecimento mínimo do sistema, para os casos apresentados na Tabela 5.15, é 6.6%.

5.3.4 Influência da inclusão de mais outros estabilizadores

Para a escolha da melhor localização dos estabilizadores (além da localização já definida para os estabilizadores existentes), que amortecem o sistema com um amortecimento mínimo de 10%, procedeu-se da seguinte maneira:

- Calcularam-se os modos eletromecânicos para os 7 cenários, escolhendo-se aqueles modos que não atingissem os 10% de amortecimento;

- Calcularam-se os resíduos da função de transferência $\Delta\omega/\Delta V_{ref}$ e os fatores de participação de velocidade normalizados, para os modos escolhidos no passo anterior;

- As máquinas da Tabela 5.16 foram as escolhidas para instalar os estabilizadores. Esta escolha foi feita baseada no maior resíduo, embora o fator de participação tenha servido para confirmar a decisão.

- Com ajuda dos zeros multivariáveis, verificou-se que para 5 dos 7 cenários, seria possível conseguir um amortecimento mínimo de 10% (a Figura 5.29 apresenta o cenário 7 a modo de exemplo), porém os cenários 1 e 4 apresentaram um zero próximo à linha de 5% de amortecimento (a Figura 5.30 apresenta o cenário 4 a modo de exemplo).

- O modelo considerado para todos os estabilizadores está apresentado na Figura 5.28 e se corresponde com a Equação 2.90, com parâmetros do *Lead-Lag* e *Washout* fixos, ganho variável e entrada de velocidade. Este modelo basea-se na técnica para projetar estabilizadores com avanço máximo em frequências maiores à frequência do pólo a alocar, descrita em [87]. Para os parâmetros $\alpha = 10$ e $T = 0.01$, o avanço máximo ocorrerá na frequência de 30 rad/s.

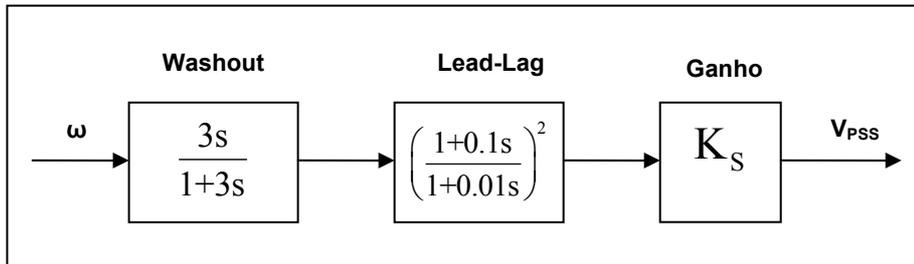


Figura 5.28.- Modelo do estabilizador a ser instalado nas 20 usinas escolhidas

- Aplicou-se um algoritmo genético para encontrar os ganhos destes 20 estabilizadores, os ganhos resultantes são apresentados na Tabela 5.16 e o alocamento dos pólos na Figura 5.32.

Nota-se que existe um modo cujo amortecimento é menor aos 10%, tanto para o cenário 1 quanto para o cenário 4.

Mediante o cálculo dos fatores de participação para os cenários 1 e 4, e considerando os 20 estabilizadores ligados, encontrou-se que este modo correspondia a um modo local da usina Yarinacocha. Porém, este modo não pode ser alocado através de um estabilizador, porque na modelagem desta usina, não foi incluído seu regulador de tensão por falta de dados, sendo este necessário para projetar tal estabilizador.

5.3 Análise da Sensibilidade do Reajuste dos Estabilizadores

Tabela 5.16.- Parâmetros dos 20 estabilizadores para conseguir $\zeta \leq 10\%$

Usina		Estabilizador			
Nº	Nome	Tw	alfa	T	Ganho
1	Tvcara	3	10	0.01	6.51
2	Ventanilla	3	10	0.01	10.96
3	Cpato	3	10	0.01	14.87
4	Tala13	3	10	0.01	11.25
5	IloTv4	3	10	0.01	10.47
6	Agua13	3	10	0.01	19.62
7	Chimay	3	10	0.01	23.04
8	Ron	3	10	0.01	10.03
9	Sam	3	10	0.01	21.77
10	Yaupi	3	10	0.01	17.51
11	Yuncan	3	10	0.01	11.11
12	Machupicchu	3	10	0.01	8.66
13	San gaban	3	10	0.01	9.69
14	Aricota1	3	10	0.01	7.34
15	Aricota2	3	10	0.01	18.88
16	Cahua	3	10	0.01	1.81
17	Carhuaquero	3	10	0.01	1.57
18	Curm10	3	10	0.01	23.97
19	Hchor10	3	10	0.01	4.45
20	Moyop	3	10	0.01	6.8

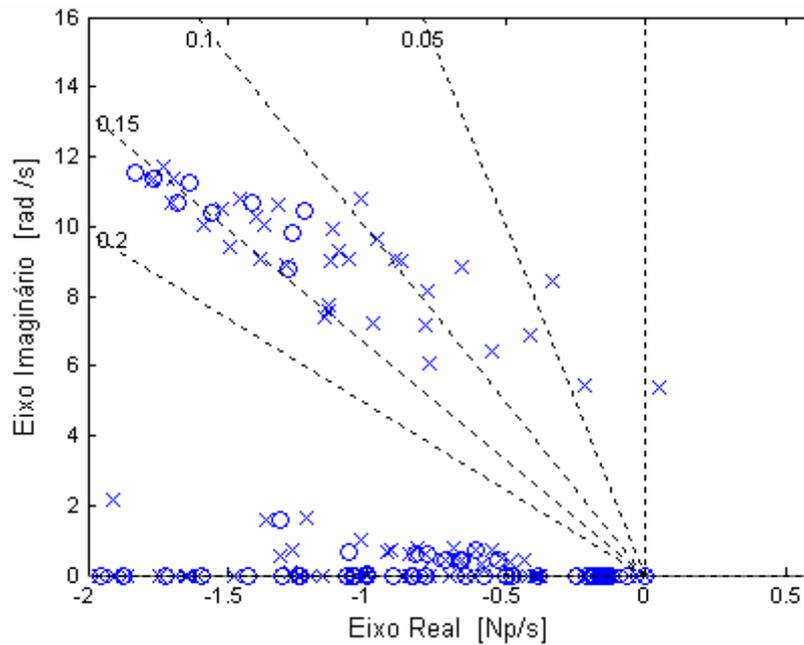


Figura 5.29.- Zeros multivariáveis (o) e modos (x) para as 20 usinas indicadas na Tabela 5.16 cenário 7

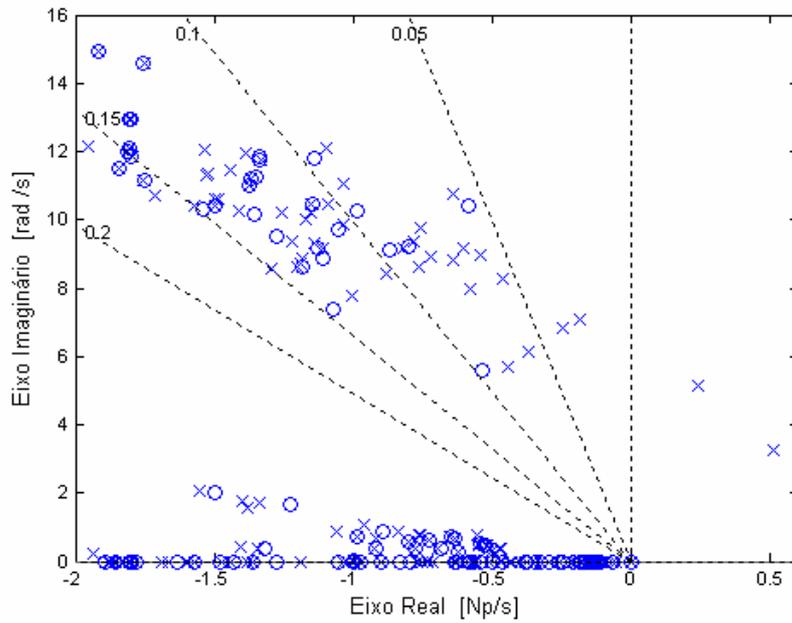


Figura 5.30.- Zeros multivariáveis (o) e modos (x) para as 20 usinas indicadas na Tabela 5.16 cenário 4

A Figura 5.31, apresenta a evolução do algoritmo genético no cálculo de ganhos de estabilizadores em 7 cenários, quando considerados estes instalados nas 20 usinas apresentadas na Tabela 5.16.

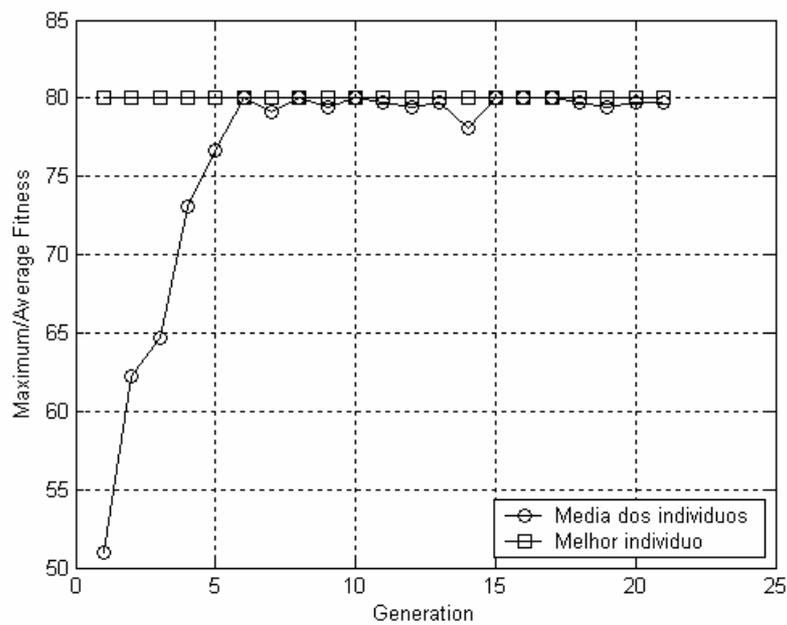


Figura 5.31.- Evolução do algoritmo genético para 20 estabilizadores ligados - 7 cenários

5.3 Análise da Sensibilidade do Reajuste dos Estabilizadores

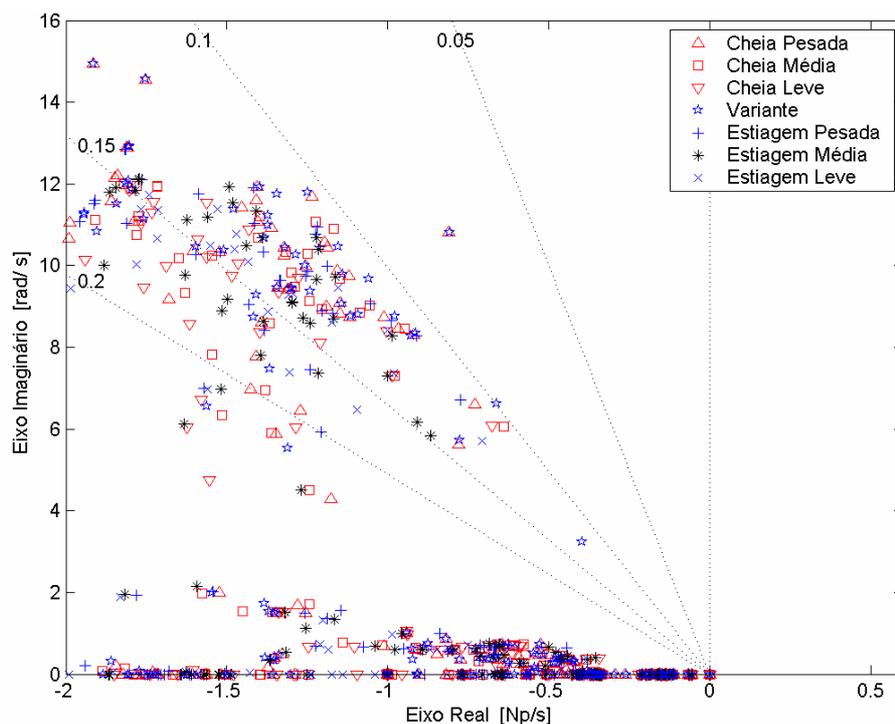


Figura 5.32.- Modos do SEP para os 7 cenários – 20 estabilizadores ligados – solução algoritmo genético

Para verificar se, com um estabilizador na usina Yarinacocha, era possível conseguir um maior amortecimento, tomou-se o zero escalar da função de transferência $\Delta\omega/\Delta V_{ref}$ da Usina Yarinacocha. O resultado é apresentado na Figura 5.33.

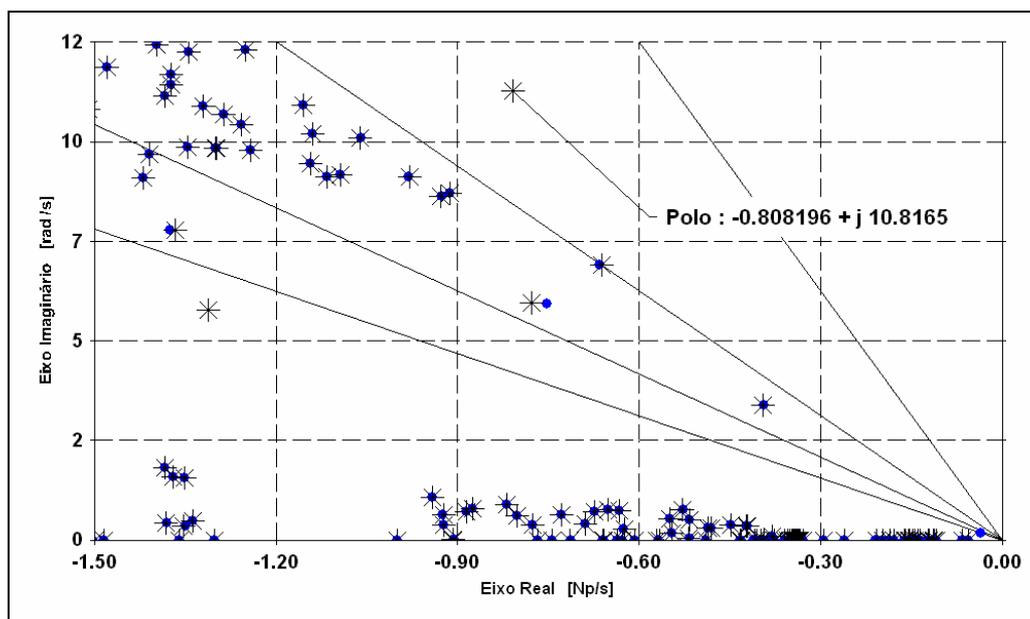


Figura 5.33.- Modos do SEP – Cenário 4 - 20 estabilizadores ligados mais o zero escalar da função de transferência $\Delta\omega/\Delta V_{ref}$ da Usina Yarinacocha

A não-existência de um zero próximo ao modo $-0.808 + j 10.8$ indica que, se houvesse um regulador de tensão e um estabilizador na usina Yarinacocho, o modo poderia ser alocado.

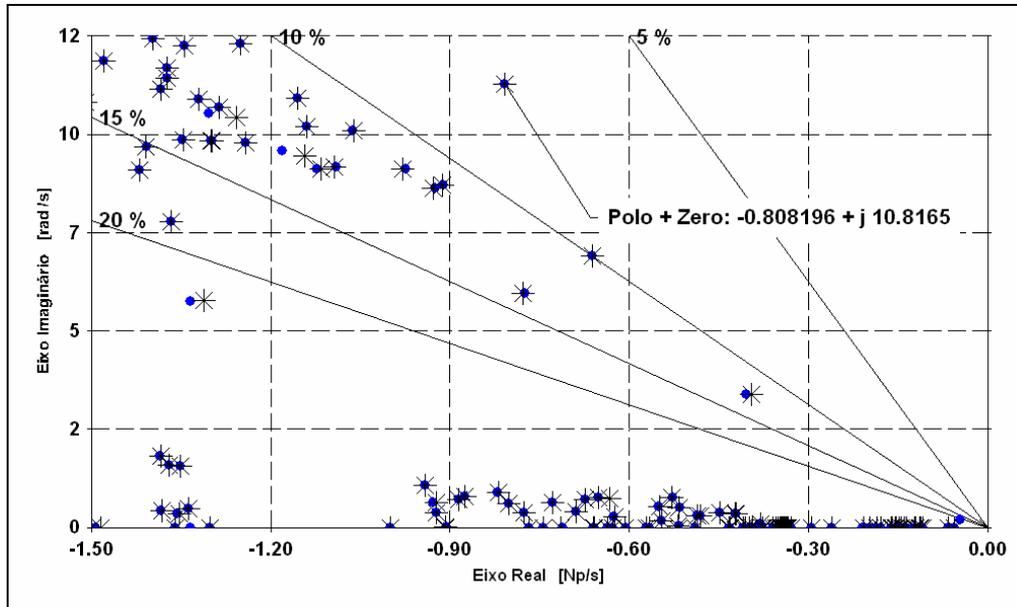


Figura 5.34.- Modos do SEP – Cenário 4 - 20 estabilizadores ligados mais o zero escalar da função de transferência $\Delta\omega/\Delta V_{ref}$ da Usina Oroya

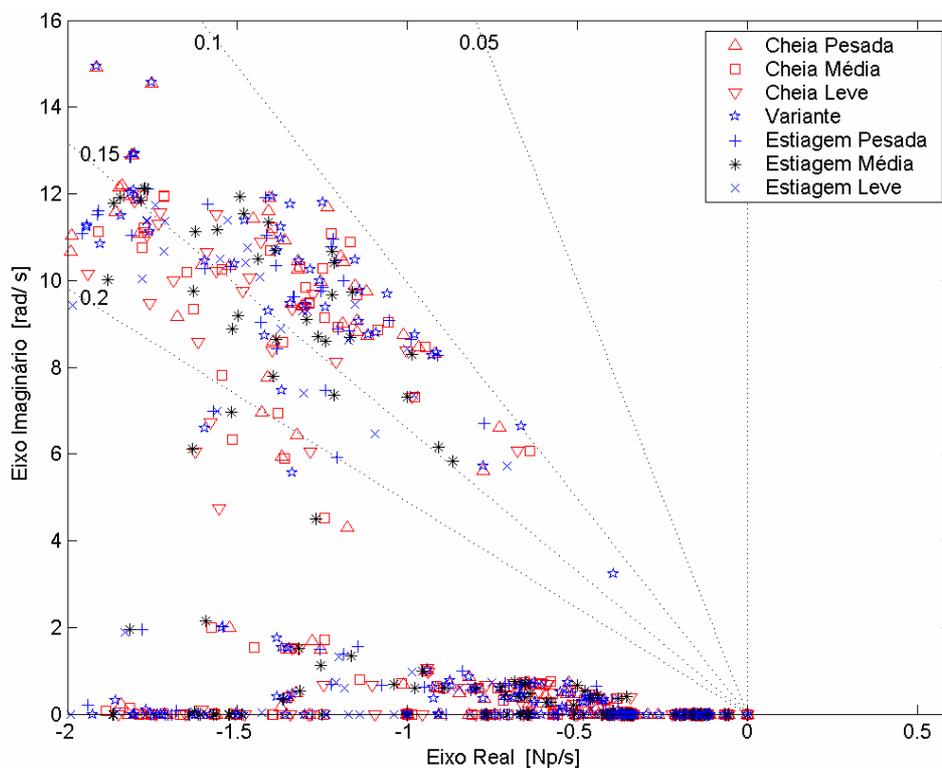


Figura 5.35.- Modos do SEP para os 7 cenários – 20 estabilizadores ligados – Usina Yarinacocho modelada como carga negativa

5.4 Simulações lineares no tempo

Para comprovar que este zero é dependente apenas da usina Yarinacocha, tomou-se o zero escalar da função de transferência $\Delta\omega/\Delta V_{ref}$ da usina Oroya. No entanto, poderia-se tomar qualquer outra usina.

A Figura 5.34 mostra que, para a usina Oroya, o modo analisado tem um zero sobreposto. O mesmo resultado seria obtido se alguma outra usina fosse escolhida, confirmando que esse modo só pode ser alocado pela usina Yarinacocha.

Finalmente, na Figura 5.35 apresenta-se a mesma solução mostrada na Figura 5.32 com a diferença que a dinâmica da usina Yarinacocha não foi modelada, ou melhor dizendo, a usina Yarinacocha foi modelada como carga negativa. Nota-se que o amortecimento mínimo conseguido foi 10%.

5.4 Simulações lineares no tempo

5.4.1 Avaliação do amortecimento do modo de oscilação crítico

Para excitar o modo de oscilação crítico associado ao carregamento das linhas Lima-Chimbote, aplicou-se um degrau positivo de 0.01 pu na tensão de referência do regulador de tensão de Tala13 (Figura 5.36), monitorando-se a variação do fluxo de potência ativa (em pu) da linha Chim220-Panu220 e a variação da tensão da barra Chim220.

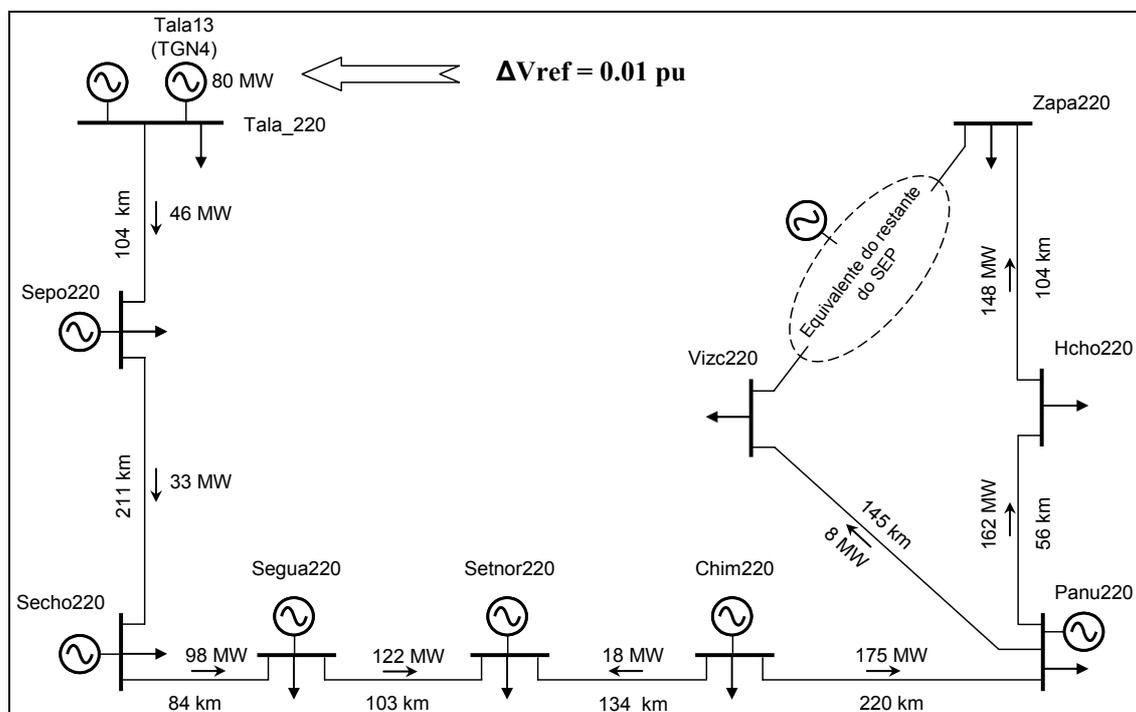


Figura 5.36.- Cenário 4: Variante – Excitação do modo crítico mediante aplicação de degrau de 0.01 pu no ΔV_{ref} do regulador de Tensão de Tala13

Nas figuras 5.37 e 5.38, apresentam-se comparações de curvas de resposta no tempo para o sistema com o ajuste original e com o ajuste proposto do estabilizador Tala13, quando o sistema se encontra no cenário 4 de operação.

Observa-se que, com os ajustes originais nos estabilizadores a perturbação aplicada no sistema provoca uma oscilação não amortecida de 0.47 Hz, coincidente com o modo crítico apresentado na Tabela 5.5.

Pode-se observar que os ajustes propostos para os estabilizadores conseguem amortecer esta oscilação.

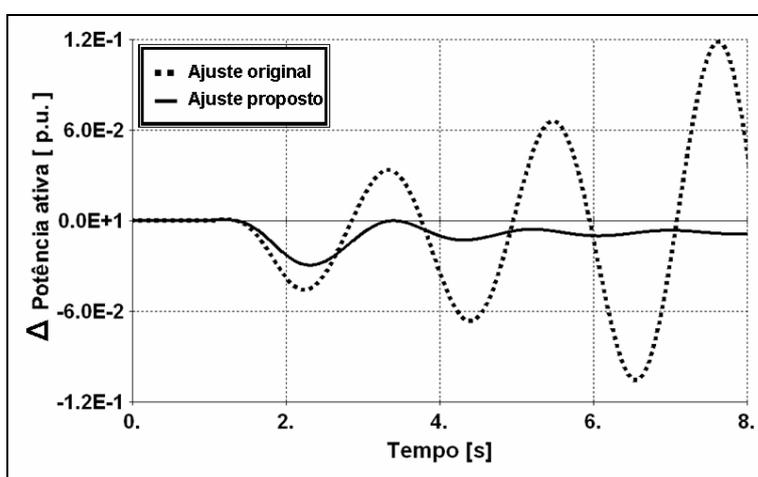


Figura 5.37.- Cenário 4: Variante – Potência ativa na linha Chim220-Panu220 após degrau de 0.01 pu na referência do regulador de Tensão de Tala13

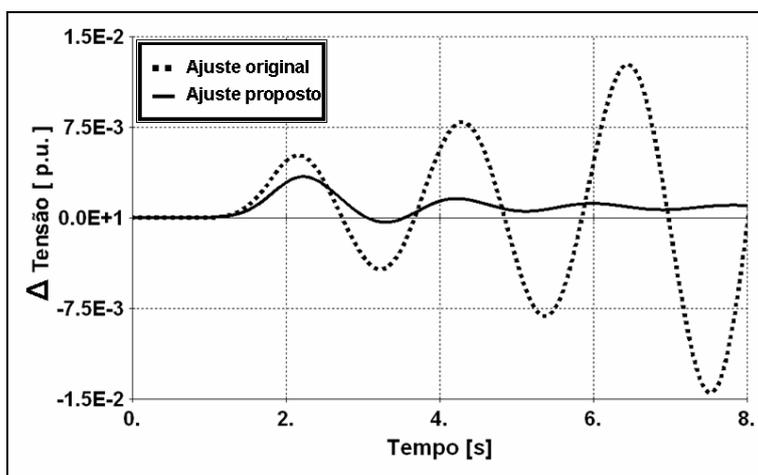


Figura 5.38.- Cenário 4: Variante – Tensão na barra Chim220 após degrau de 0.01 pu na referência do regulador de Tensão de Tala13

5.4.2 Avaliação da tensão e potência reativa na máquina Tala13 frente a perturbação da sua potência mecânica, com ajustes atuais e ajustes propostos

Em BARBOSA [87], ROGERS [5] e FERRAZ [40] mostra-se que estabilizadores com entrada de potência elétrica conseguem amortecer os modos críticos do sistema, mas provocam oscilações elevadas da potência reativa e da tensão nos terminais da máquina (em baixas frequências), quando ocorrem perturbações de potência mecânica na turbina.

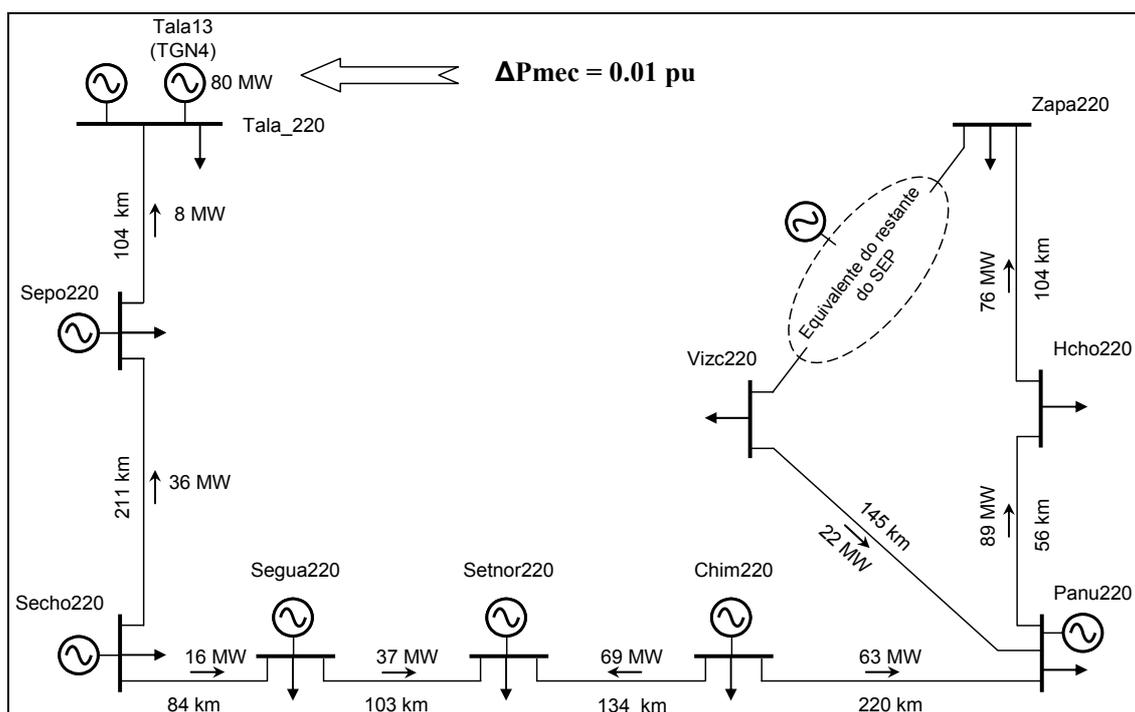


Figura 5.39.- Cenário 1: Cheia pesada – Aplicação de degrau de 0.01 pu na potência mecânica da turbina de Tala13

Para avaliar o efeito do novo ajuste frente a variações mecânicas na turbina, escolheu-se o *Cenário 1: Cheia pesada* e aplicou-se um degrau positivo (de 0.01 pu) na potência mecânica da máquina Tala13, como indicado na Figura 5.39, tanto para o sistema com ajustes atuais quanto para o sistema com ajustes propostos. Os resultados obtidos são mostrados nas figuras 5.40 a 5.43.

Nota-se que o novo ajuste estabiliza melhor as oscilações da potência ativa, mas causa maiores detrimientos nas variações da potência reativa e tensão nos terminais da máquina Tala13, quando comparado com o ajuste atual.

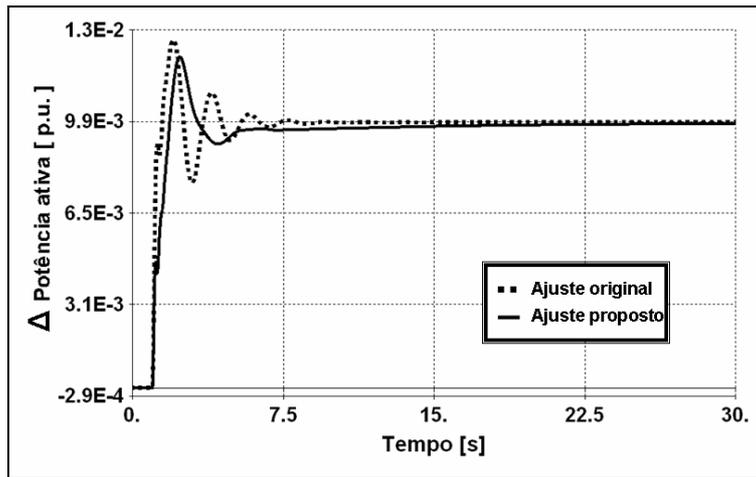


Figura 5.40.- Cenário 1: Cheia pesada – Potência ativa na máquina Tala13 após degrau de 0.01 pu na sua Potência mecânica – Ajustes originais e propostos

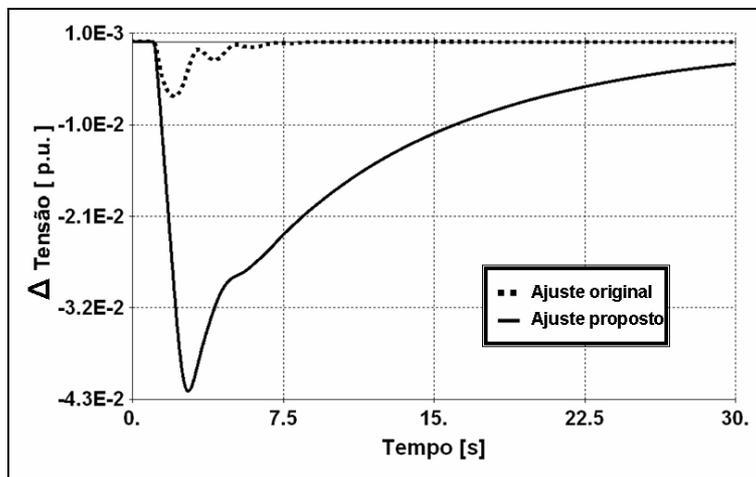


Figura 5.41.- Cenário 1: Cheia pesada – Tensão na máquina Tala13 após degrau de 0.01 pu na sua Potência mecânica – Ajustes originais e propostos

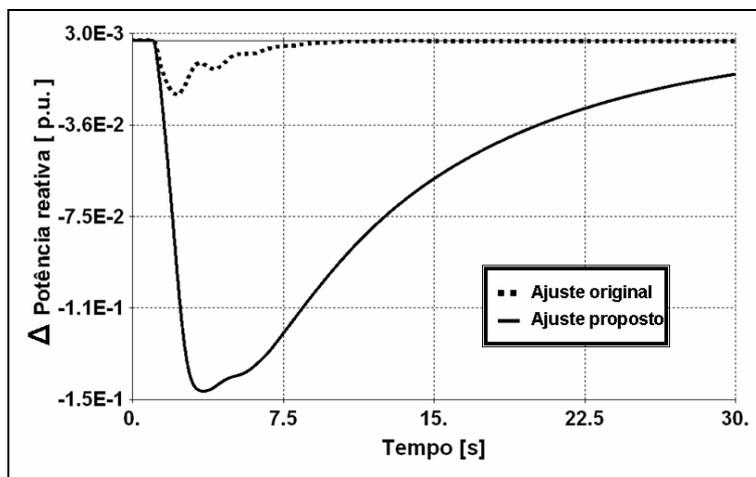


Figura 5.42.- Cenário 1: Cheia pesada – Potência reativa na máquina Tala13 após degrau de 0.01 pu na sua Potência mecânica – Ajustes originais e propostos

5.4 Simulações lineares no tempo

No Apêndice E, são feitas simulações complementares relacionadas ao impacto da natureza do sinal de entrada do estabilizador nas oscilações de potência reativa e tensão nos terminais da máquina Tala13. Nele considera-se um projeto alternativo com estabilizadores com entrada de velocidade. A comparação da variação de tensão nos terminais da máquina Tala13 é ilustrada na Figura 5.42.

Nota-se que os estabilizadores de tipo potência elétrica produzem uma maior variação da tensão da máquina que os de tipo velocidade.

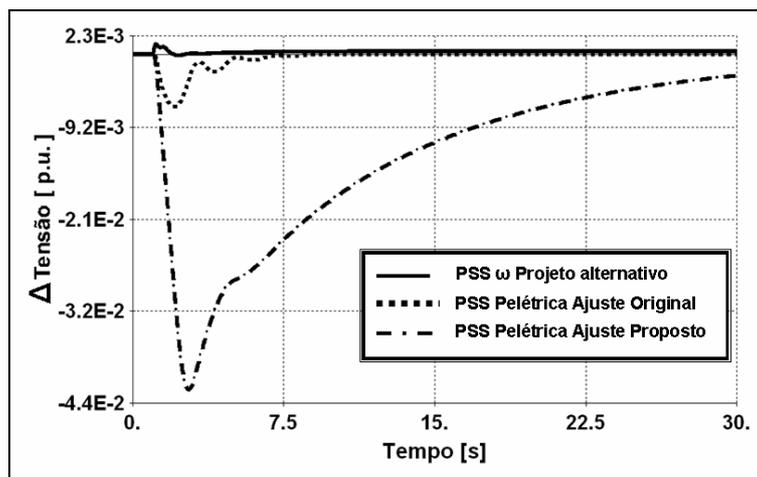


Figura 5.43.- Cenário 1: Cheia pesada Comparação da tensão na máquina Tala13 após degrau de 0.01 pu no ΔP_{MEC} – Pss's de ω e Potência elétrica (ajustes original e proposto)

Capítulo 6

Conclusões e Trabalhos Futuros

6.1 Conclusões

Com base nos resultados da presente pesquisa, chegaram-se às seguintes conclusões:

Sem os estabilizadores, o Sistema Elétrico Peruano apresenta modos com amortecimentos menores que 5% ou mesmo negativos, nos sete cenários estudados.

Os estabilizadores existentes no Sistema Elétrico Peruano, com seus ajustes atuais, conseguem amortecer as oscilações produzidas por pequenas perturbações, em seis dos cenários estudados. Porém, falham no amortecimento de um modo de oscilação provocado pelo carregamento das linhas Lima-Chimbote, como mostrado no *Cenário 4: Variante*. A frequência de oscilação não amortecida de 0.47 Hz, calculada nesse cenário, coincide com a frequência da oscilação (0.5 Hz) do evento ocorrido em 25 de julho de 2002, e reportado pelo COES;

Propõem-se ajustes dos estabilizadores que conseguem amortecimento mínimo de 6.6% para todos os cenários considerados neste estudo, as simulações efetuadas mostram que o Sistema Elétrico Peruano, fica bem amortecido para todos os cenários estudados mediante o reajuste de apenas um único estabilizador, o da máquina TGN4 da Usina Talara, neste estudo nomeado Tala13;

Nota-se que frente a perturbações na potência mecânica no eixo da turbina, com os ajustes propostos para o estabilizador de tipo potência elétrica instalado em Tala13, a variação produzida na tensão dos terminais dessa máquina é aproximadamente seis vezes maior que com seu ajuste original. Isto poderia ocasionar problemas de sobretensão ou subtensão tanto para a máquina Tala13 quanto para o sistema, podendo também entrar em conflito com os dispositivos de proteção instalados no SEP.

Uma alternativa para conseguir iguais níveis de amortecimento, mas limitando os problemas colaterais na tensão consiste em substituir o estabilizador de tipo potência

elétrica por outro de tipo de velocidade. Mas, como foi exposto no apêndice E, estes podem ter problemas com os modos torsionais quando instalados em máquinas térmicas (Tala13), pelo que a alternativa de usar um *PSS* de tipo integral de potência acelerante deve ser avaliada.

Mediante aplicação de um algoritmo genético, foi determinado que, estabilizadores em 20 usinas do Sistema Elétrico Peruano garantem um amortecimento mínimo de 10% para todos os cenários considerados;

O uso de algoritmos genéticos combinado com técnicas analíticas permite que a convergência seja mais rápida quando comparada do emprego apenas de algoritmos genéticos;

O método dos resíduos identificou apropriadamente as usinas onde instalar os estabilizadores, para os casos analisados;

Nas simulações de fluxo de carga, os programas **Anarede** e **Digsilent** apresentaram soluções praticamente iguais. Nas simulações dinâmicas, o **PacDyn** e o **Digsilent** apresentam resultados muito similares entre si, a semelhança é maior quando desconsidera-se a saturação das máquinas;

O cálculo de sensibilidade realizado garante certo grau de robustez, aos ajustes propostos;

Os *SVC*'s existentes no Sistema Elétrico Peruano estão localizados em pontos com pouca influência sobre o amortecimento dos modos críticos do sistema. Porém, salienta-se que estes equipamentos foram projetados com o intuito de fornecer compensação de potência reativa e com isso melhorar o perfil de tensão da rede elétrica.

6.2 Trabalhos futuros

A partir do presente trabalho, pretende-se:

Confirmar, através de programas de simulação não linear no domínio do tempo, a eficiência dos ajustes propostos, utilizando a análise modal, para perturbações de grande impacto;

Avaliar o efeito dos ajustes propostos para o estabilizador de Tala13, nos dispositivos de proteção de sobretensão e subtensão existentes no Sistema Elétrico Peruano.

Avaliar os efeitos colaterais na tensão e nos modos torsionais na usina Tala13, produzidos pelos *PSS*'s de tipo Potência elétrica, Velocidade e Integral de Potencia Acelerante.

Aplicar a análise modal a outros cenários, que permitam o melhor aproveitamento do carregamento de outras linhas de transmissão, como por exemplo, na interligação Serra Centro – Costa Sul;

Atualizar este estudo de análise modal, quando novas usinas ou linhas de transmissão forem incorporadas ao Sistema Elétrico Peruano.

Apêndice A

Resultados do Fluxo de Carga

Apresentam-se, em forma gráfica, os resultados dos fluxos de carga no Sistema Elétrico Peruano, para os sete cenários estudados.

Tabela A.1.- Resumo dos fluxos de carga no SEP

Hidrologia →	Cheia				Estiagem		
Demanda →	Pesada	Média	Leve	Variante	Pesada	Média	Leve
Geração (MW)	3225	2979	2020	3101	3280	2996	2014
Geração (Mvar)	687	696	221	723	652	537	119
Carga (MW)	3060	2829	1923	2912	3116	2869	1933
Carga (Mvar)	1209	1140	753	1152	1234	1158	757
Perdas (MW)	165	150	97	190	165	126	81
Perdas (Mvar)	171	253	732	39	171	406	857
Reatores (Mvar)	245	292	279	266	233	317	352
Banco de Capacitores (Mvar)	487	428	84	463	495	453	102
SVC – Indutivos (Mvar)	18	22	44	7	0	12	36
SVC – Capacitivos (Mvar)	129	76	39	199	148	90	67

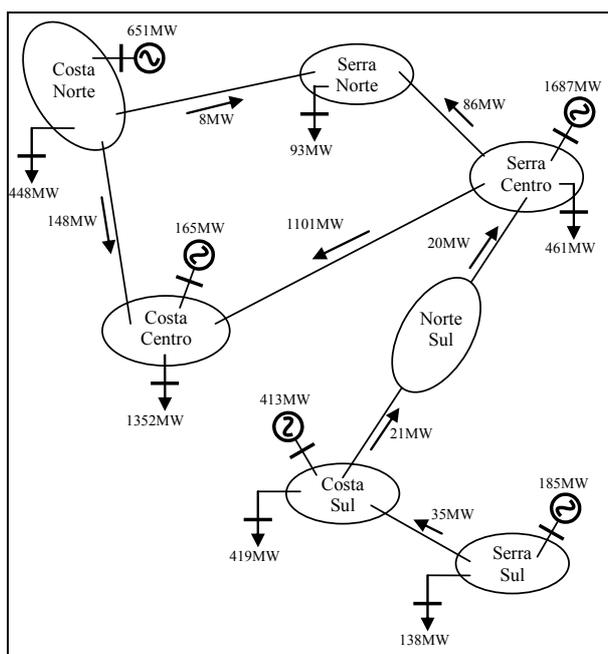


Figura A.1.- Intercâmbio de potência entre as áreas do SEP – Cenário 4: Variante

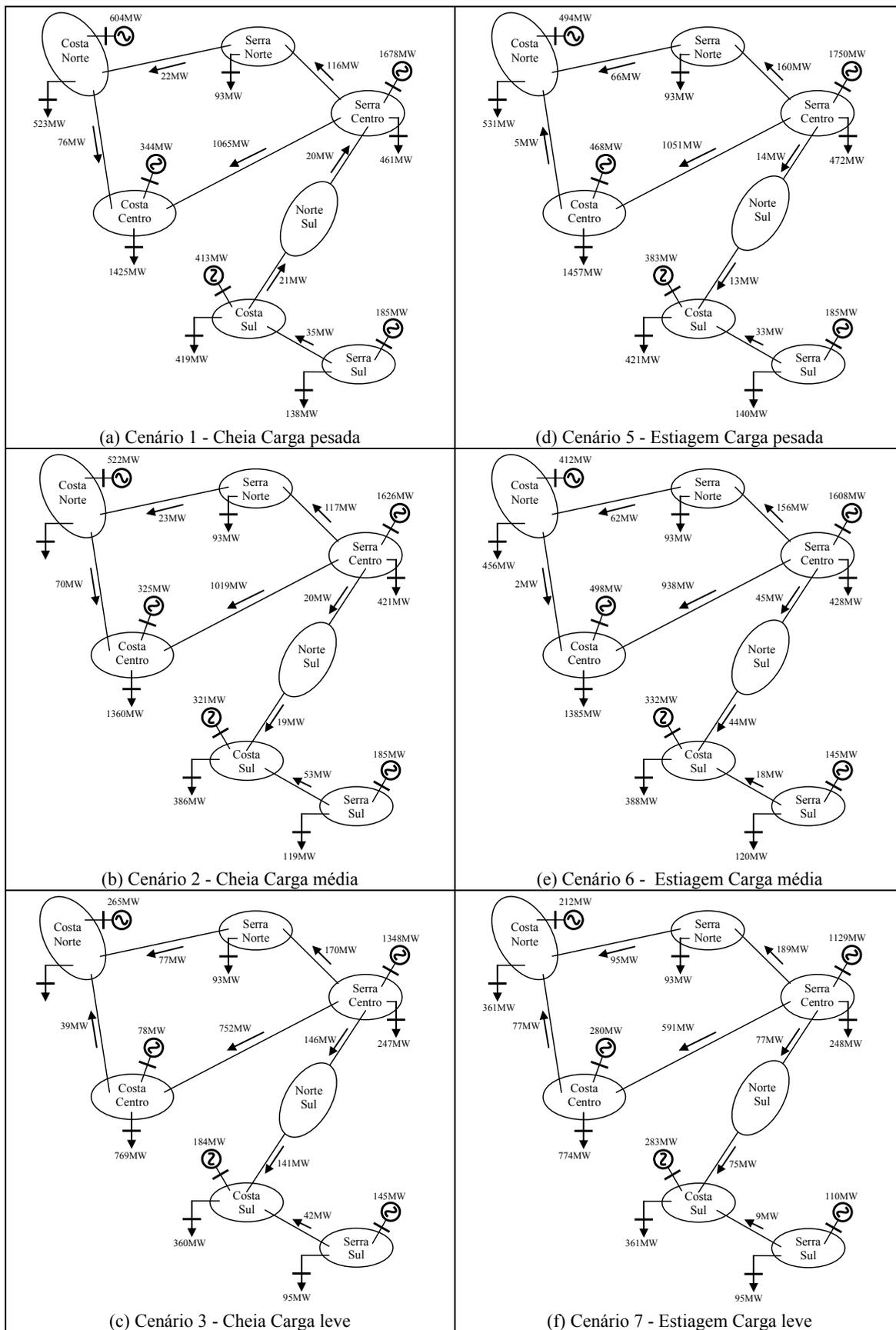


Figura A.2.- Intercâmbio de potência entre as áreas do Sistema Elétrico Peruano.

Tabela A.2.- Usinas Hidráulicas do Sistema Elétrico Peruano – Ano 2004

Apêndice A Resultados do Fluxo de Carga

	USINA	ACRÔNIMO	KV	MVA	MW	MVAR	MAQUINAS	EMPRESA
1	ARCATA	ARCA	0.7	6.4	5.1	3.8	7	E. PACASMAYO
2	ARICOTA I	ARIC1	10.5	23.8	22.5	14.75	2	EGESUR
3	ARICOTA II	ARIC2	10.5	11.9	12.4	7.37	1	EGESUR
4	CAHUA	CAHUA	10	55	43.1	38	2	CAHUA
5	CALLAHUANCA A	CALL6A	8	44	39.8	17	1	EDEGEL
6	CALLAHUANCA B	CALL6B	6.5	52.5	35.2	19.5	3	EDEGEL
7	CARHUAQUERO	CARH	10	96.8	95	36	3	EGENOR
8	CHARCANI I	CHAR1	5.3	1.8	1.7	1.5	2	EGASA
9	CHARCANI II	CHAR2	5.3	0.8	0.6	0.8	3	EGASA
10	CHARCANI III	CHAR3	5.3	4.6	4.6	4.2	2	EGASA
11	CHARCANI IV	CHAR4	5.3	15.5	15.3	14.3	3	EGASA
12	CHARCANI V	CHAV	13.8	145.4	139.9	98.3	3	EGASA
13	CHARCANI VI	CHAVI	5.3	9	8.9	6.4	1	EGASA
14	CHIMAY	CHIMAY	13.8	180	150.9	134.4	2	EDEGEL
15	CAÑÓN DEL PATO	CPATO	13.8	259.6	263.5	51.6	6	EGENOR
16	GALLITO CIEGO	GALL	10.5	40	38.1	21.1	2	E. PACASMAYO
17	HUANCHOR	HCHOR	10	20.4	19.6	9.2	2	EDEGEL
18	HERCCA	HERCCA	2.3	0.5	0.5	0.6	1	EGEMSA
19	HUAMPANI	HUAMP	10	44.8	30.2	20	2	EDEGEL
20	HUINCO	HUIN	12.5	340	247.3	160	4	EDEGEL
21	MACHUPICCHU	MACH	13.8	92.3	85.8	48.6	2	EGEMSA
22	MALPASO	MALP	6.9	68	48	40.8	4	ELECTROANDES
23	MATUCANA	MAT	12.5	160	128.6	60	2	EDEGEL
24	MOYOPAMPA	MOYO	10	105	64.7	37	3	EDEGEL
25	OROYA	OROY	2.3	11.3	9	5.4	3	ELECTROANDES
26	PACHACHACA	PACHA	2.3	11.3	9.3	5.4	3	ELECTROANDES
27	PARIAC	PARIA	10	6.1	4.5	1.7	5	CAHUA
28	RESTITUCION	RON	13.8	247.5	209.7	130.4	3	ELECTROPERU
29	MANTARO	SAM	13.8	840	631.8	216	7	ELECTROPERU
30	SAN GABAN II	SGAB2	13.8	112.9	113.1	73.5	2	SAN GABAN
31	YANANGO	YANA	10	49.8	42.6	18	1	EDEGEL
32	YAUPI	YAU	13.8	120	104.9	52.3	5	ELECTROANDES
TOTAL				3177	2626	1348	92	

Observação:

O nome das máquinas neste trabalho, quando a usina tiver mais de uma máquina, é formado pelo acrônimo do nome da usina mais um número ou uma letra, ou uma combinação de ambas. Por exemplo, as máquinas da usina MANTARO serão SAM1, SAM2,...., SAM7.

O número pode representar o correlativo das máquinas (como no exemplo da usina MANTARO no parágrafo anterior) ou o nível de tensão da máquina como nas máquinas da usina HUAMPANI, onde as máquinas são HUAMP10a, HUAMP10b, sendo 10 o representativo de 10 kV.

Tabela A.3.- Usinas Térmicas do Sistema Elétrico Peruano – Ano 2004

	USINA	ACRÔNIMO	KV	MVA	MW	MVAR	MAQUINAS	EMPRESA
1	AGUAYTIA (TG1,2)	AGUA	13.8	238.4	174.1	155	2	TERMOSELVA
2	BELLAVISTA - ALCO	ALCO2.4	2.4	2.5	1.8	1.7	1	SAN GABAN
3	BELLAVISTA - MAN	BELLD	10	2.7	1.8	1.6	1	SAN GABAN
4	CALANA	CALANA	10.5	25.6	25.34	19.2	4	EGESUR
5	ILO1 CATKATO	CATKAT	4.2	3.3	3.181	1.9	1	ENERSUR
6	CHILINA - CICLO COMB.	CCCHI	13.8	23.5	18.702	11.4	1	EGASA
7	CHICLAYO O. SUL-1,2	CHICL	10.5	14.2	11.3	6.2	2	EGENOR
8	CHICLAYO O.GMT-1,2,3	CHICLGM	10.5	19.1	12.764	9.2	3	EGENOR
9	CHILINA - SULZER1,2	CHILSZ	10.4	10.4	10.284	6.3	2	EGASA
10	CHIMBOTE (TG-1,2,3)	CHIMB13	13.2	81	63.155	51.3	3	EGENOR
11	TUMBES	CTTUM	10	18.3	18.3	11.3	2	ELECTROPERU
12	SAN NICOLAS-CUMMINS	CUMMI	13.8	1.3	1.241	0.8	1	SHOUGESA
13	DOLORESPATA-SULZER	DOLOR11	11	3.1	2.8	2	2	EGEMSA
14	DOLORESPATA - ALCO	DOLOR4	4.2	5	3.6	3	2	EGEMSA
15	DOLORESPATA - GM	DOLOR4	4.2	7.5	5.4	4.5	3	EGEMSA
16	MOLLENDO-MIRRELESS1	GDMOLL	13.8	31.8	31.461	19.3	3	EGASA
17	ILO2	ILO10	17	145	141.1	87.4	1	ENERSUR
18	ILO1 TG	ILOTG1	13.8	81.7	69.544	50	2	ENERSUR
19	ILO1 TV	ILOTV1	13.8	154	150.2	96	3	ENERSUR
20	MALACAS (G-1,2,3)	MALACAS	13.8	54	44.6	15	3	EEPSA
21	PACASMAYO (SULZER)	PACA	6.3	23	22.989	5.9	3	E. PACASMAYO
22	PACASMAYO (MAN)	PACMAN	2.3	1.6	1.587	1	1	E. PACASMAYO
23	PAITA (EMD-1,2,3)	PAITA	4.2	9.9	6.205	5.1	3	EGENOR
24	PAITA (SKODA-1,2,3)	PAITASK	2.4	4.2	2.613	2.1	3	EGENOR
25	PIURA-CT (GMT-1)	PIURAGM1	10	12.6	9.5	7.6	2	EGENOR
26	PIURA-CT (MAN)	PIURAMAN	10	11	7.346	4.6	1	EGENOR
27	PIURA-CT (MIRRL-1)	PIURAMIR1	4.8	1.7	1.332	0.9	1	EGENOR
28	PIURA-CT (MIRRL-4)	PIURAMIR4	4.8	2.9	2.035	1.3	1	EGENOR
29	PIURA-CT (MIRRL-5)	PIURAMIR5	4.8	3	1.994	1.4	1	EGENOR
30	PIURA-CT (SWD)	PIURASWD	10	7.1	5.638	3.8	1	EGENOR
31	PIURA-TG (MS-5000)	PIURATG10	10	26.3	19.74	13.7	1	EGENOR
32	TAPARACHI-SKODA-MAN	SKD2.16	2.4	5	2.9	6	3	SAN GABAN
33	SAN NICOLAS (TV-1,2)	SNICOTV12	13.8	44.2	39.114	23.4	2	SHOUGESA
34	SAN NICOLAS (TV-3)	SNICOTV3	13.8	29.4	25.39	16	1	SHOUGESA
35	SANTA ROSA (UTI-5,6)	SROS	13.8	140.2	105.8	26	2	EDEGEL
36	SULLANA-ALCO1,2,3,4,5	SULLA 4	4.2	15.5	10.307	8.5	5	EGENOR
37	MALACAS (TGN-4)	TALA13	13.8	101.3	97.4	64	1	EEPSA
38	TAPARACHI - MAN 4	TAPAR	10.5	3.1	1.759	0.9	1	SAN GABAN
39	TRUJILLO (TG-4)	TG4 TS	10	27.4	21.345	17.1	1	EGENOR
40	MOLLENDO - TGM1	TGMOL1	13.8	90	71.023	53.6	2	EGASA
41	CHILINA - VAPOR 2	TV2CHI	10.4	9.4	6.786	5.1	1	EGASA
42	CHILINA - VAPOR 3	TV3CHI	10.5	11.8	10.103	5.7	1	EGASA
43	VENTANILLA	VENT	16	384	310	180	2	ETEVENSA
44	WESTINGHOUSE (TG-7)	WESTING	13.8	150	121.3	36	1	EDEGEL
45	YARINACOCHA	YARI	10	32	23.8	19.2	4	ELECTROPERU
	TOTAL			2069	1718.7	1062	87	

Apêndice A Resultados do Fluxo de Carga

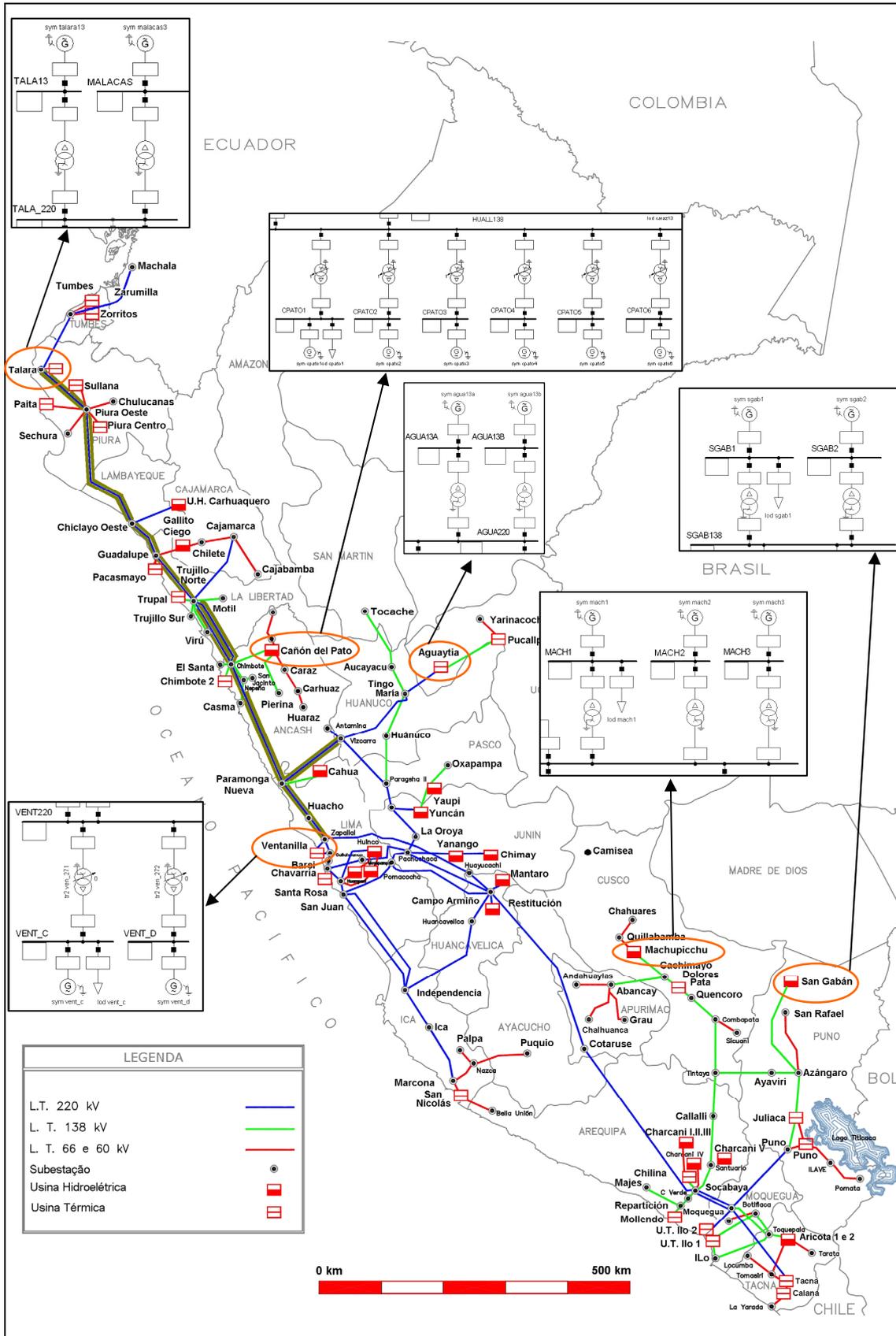


Figura A.3.- Mapa do SEP ano 2004 com algumas usinas em destaque

Apêndice A Resultados do Fluxo de Carga

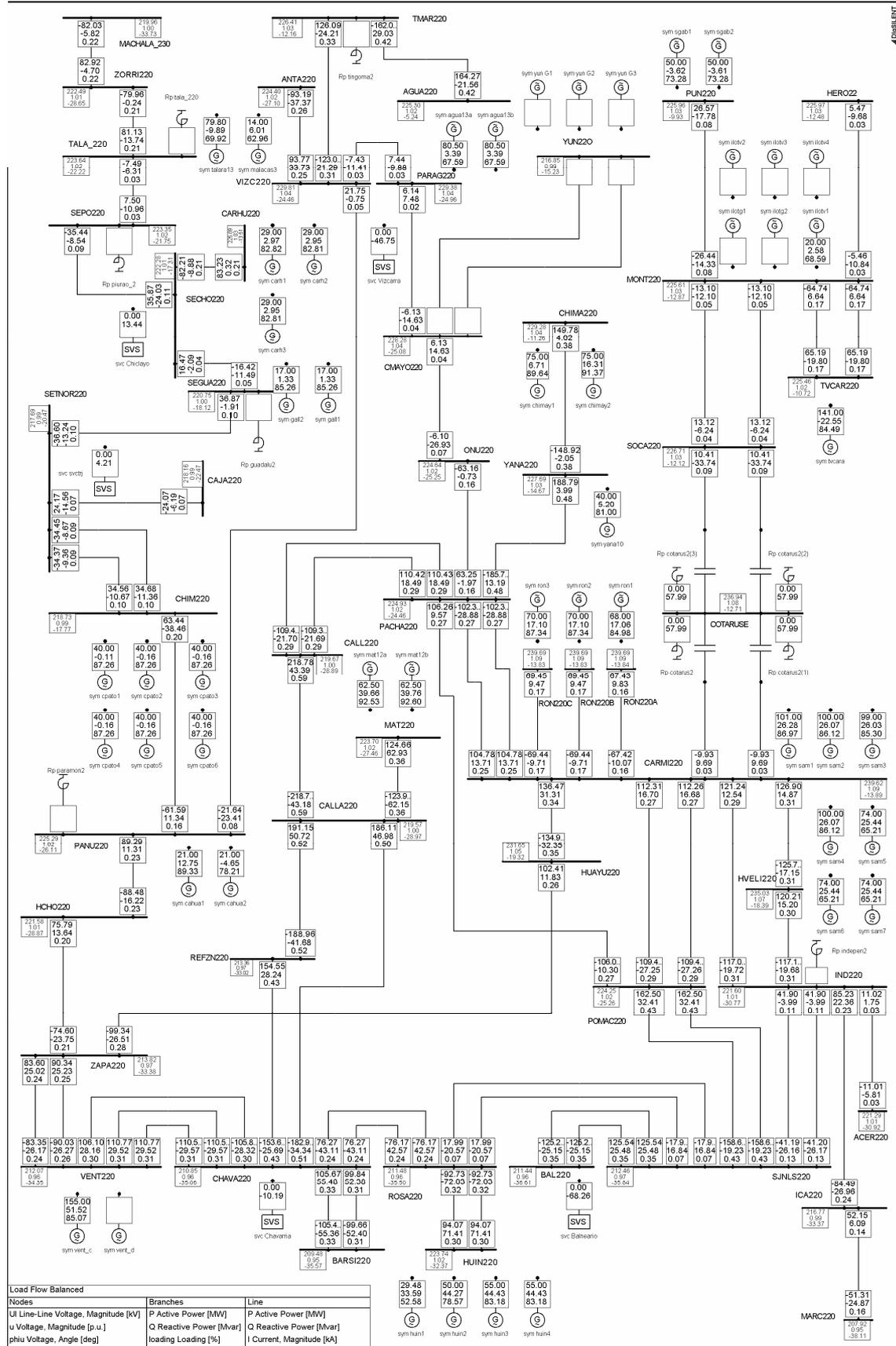


Figura A.4.- Fluxo de carga cenário 1: Cheia carga pesada

Apêndice A Resultados do Fluxo de Carga

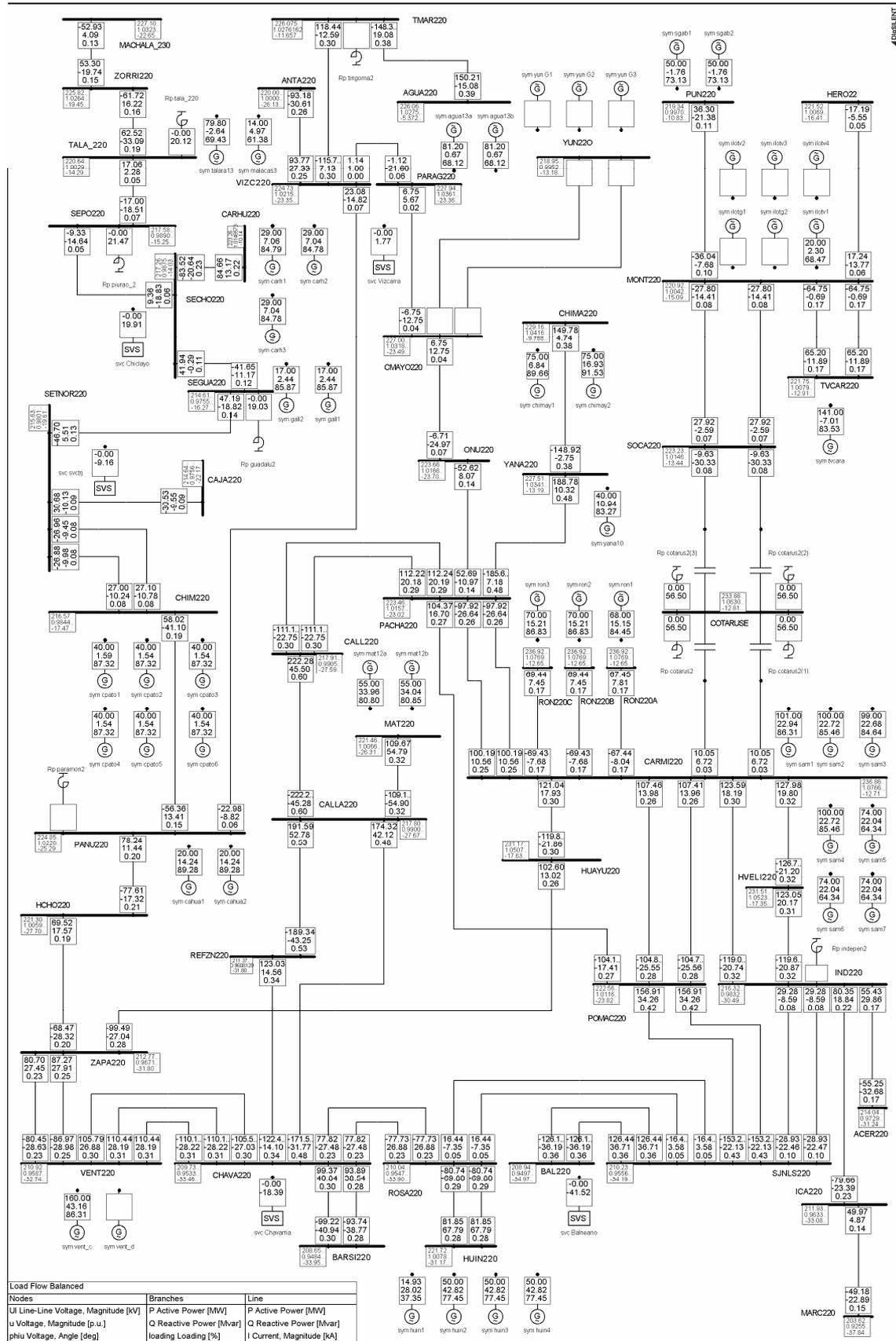


Figura A.5.- Fluxo de carga cenário 2: Cheia carga média

Apêndice A Resultados do Fluxo de Carga

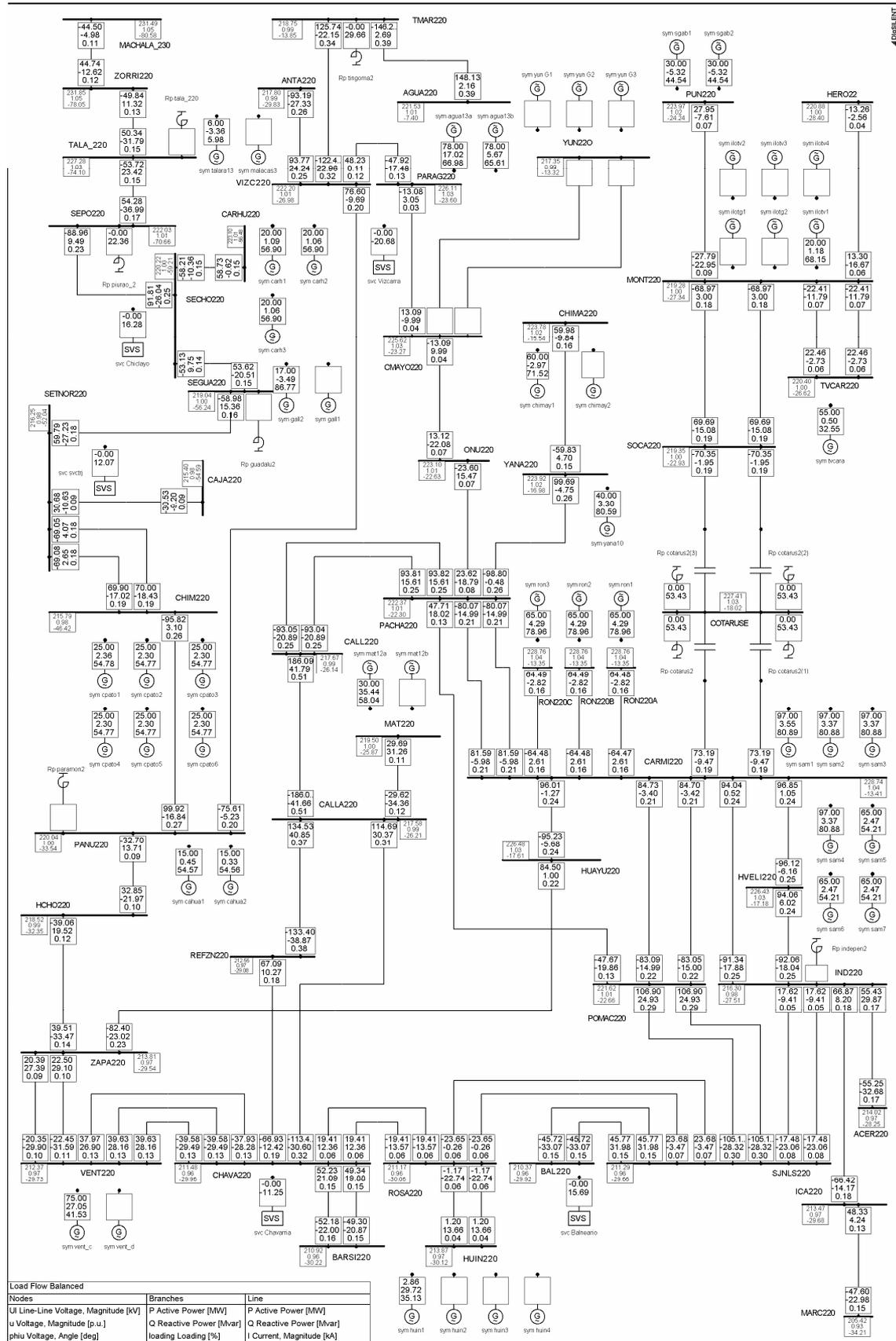


Figura A.6.- Fluxo de carga cenário 3: Cheia carga leve

Apêndice A Resultados do Fluxo de Carga

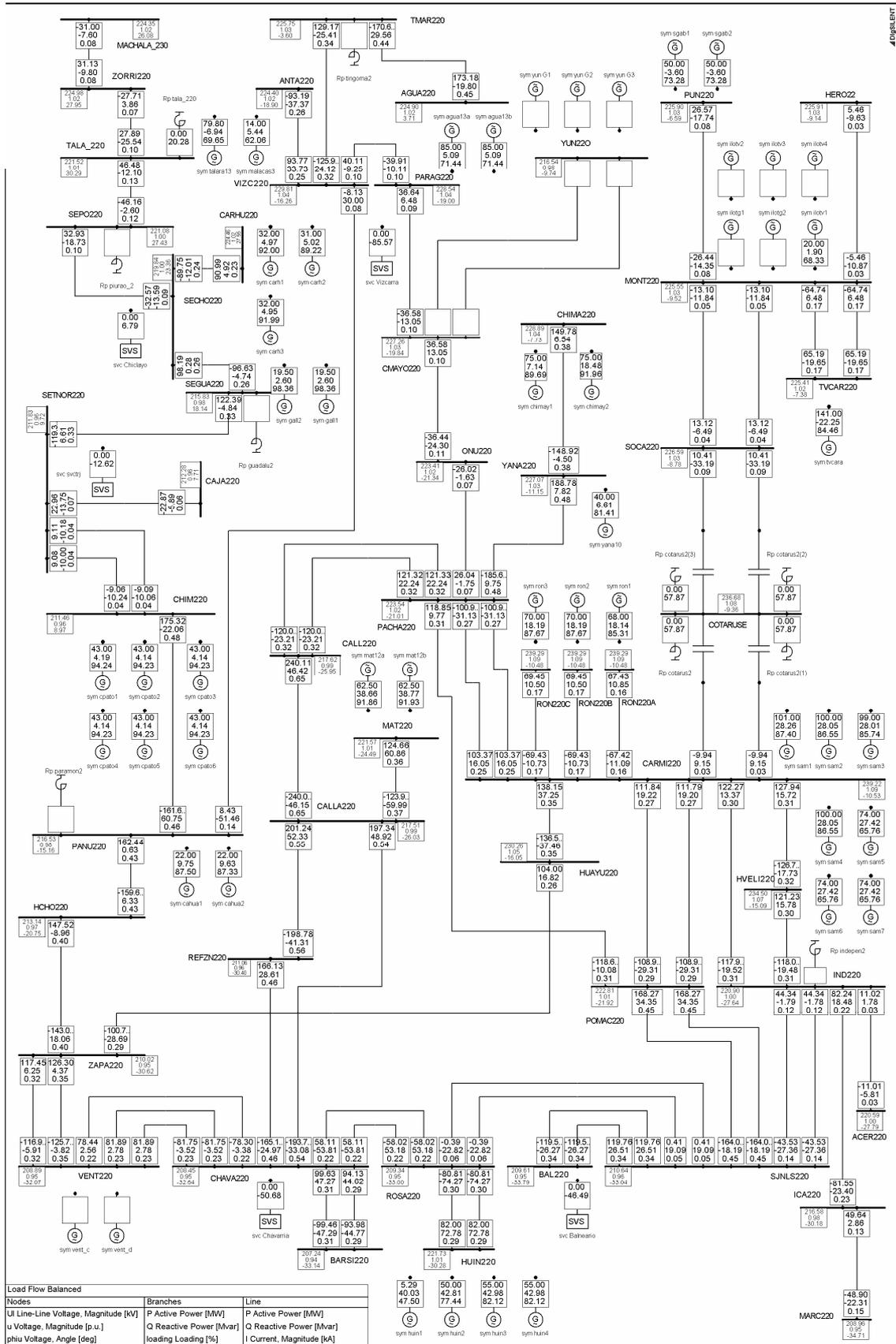


Figura A.7.- Fluxo de carga cenário 4: Variante

Apêndice A Resultados do Fluxo de Carga

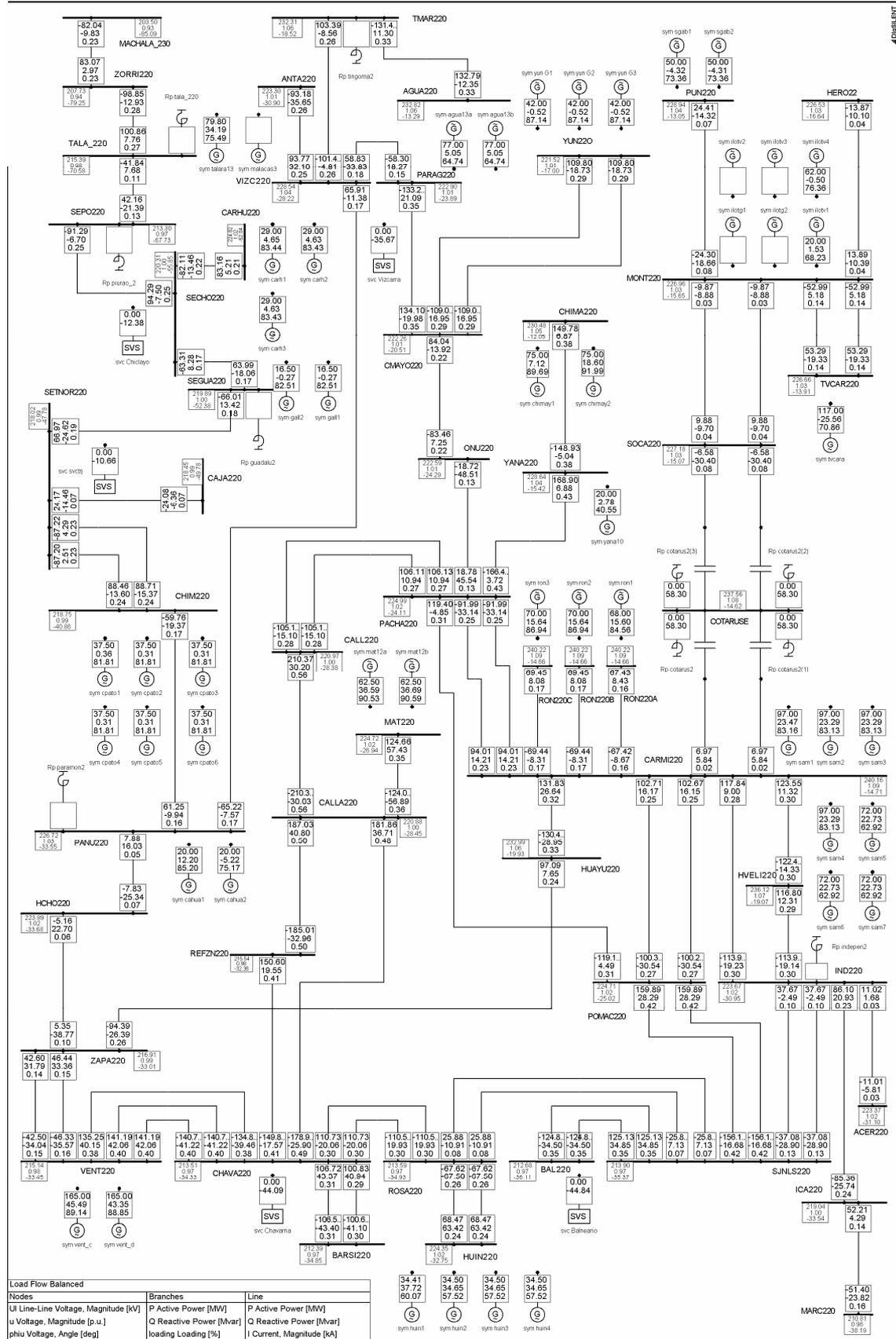


Figura A.8.- Fluxo de carga cenário 5: Estiagem carga pesada

Apêndice A Resultados do Fluxo de Carga

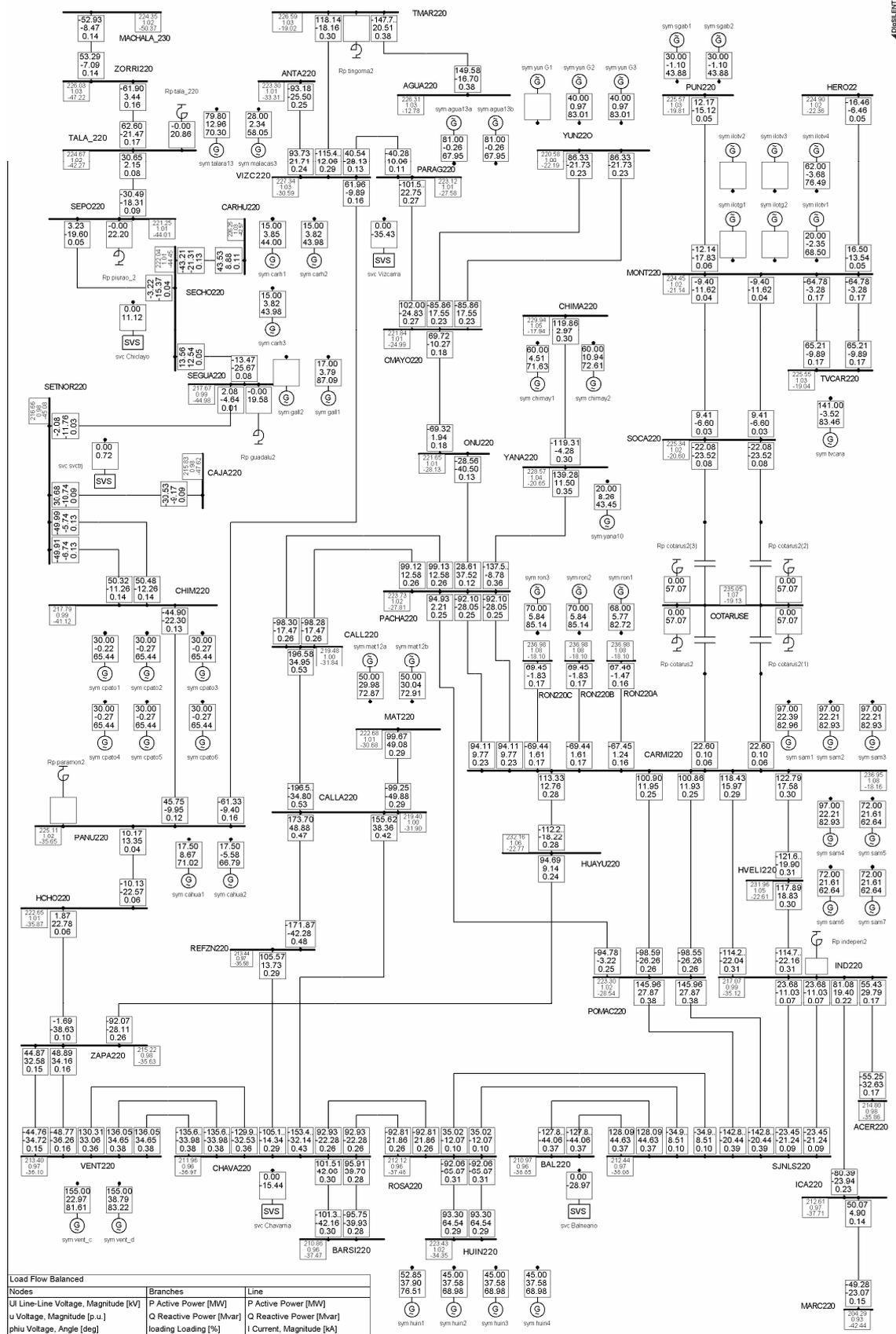


Figura A.9.- Fluxo de carga cenário 6: Estiagem carga média

Apêndice A Resultados do Fluxo de Carga

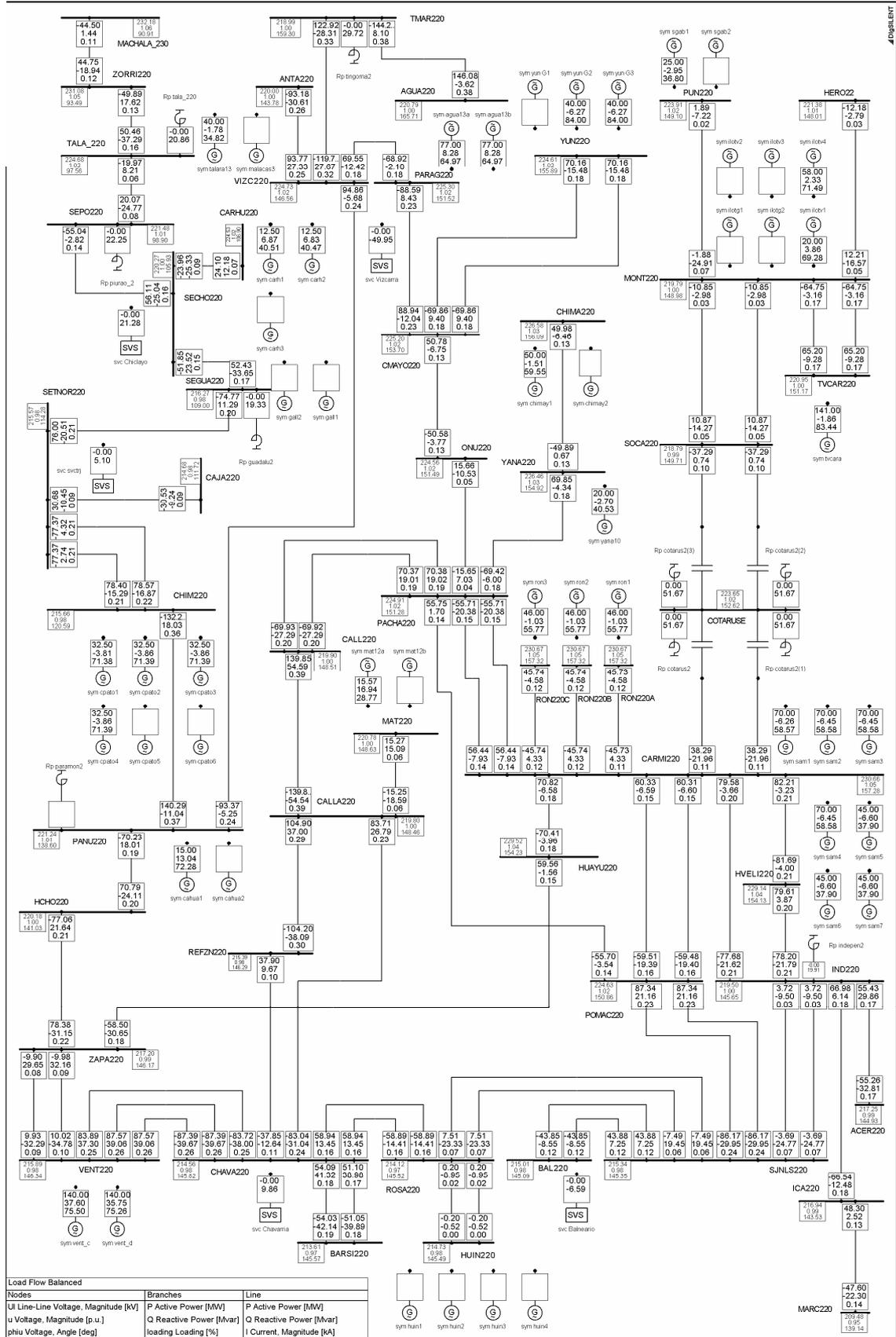


Figura A.10.- Fluxo de carga cenário 7: Estiagem carga leve

Apêndice B

Validação da Base de Dados

Validação dos dados para o fluxo de carga

Nas tabelas B1 a B7, são apresentados os sumários dos resultados do fluxo de carga para os 7 cenários de estudo, fornecidos tanto pelo **Digsilent** quanto pelo **Anarede**. Pode-se observar que, para todos os cenários os resultados são praticamente os mesmos.

Já nas tabelas B8 a B11 e nas figuras B1 e B2, apresentam-se, em maior detalhe, os resultados do fluxo de carga para o *Cenário 1: Cheia Pesada*. Tais tabelas demonstram que os resultados de ambos os programas utilizados são coincidentes.

No **Digsilent**, as condutâncias das linhas e os transformadores foram zerados, para, coincidir com os modelos do **Anarede**.

Transformadores modelados como de três enrolamentos no **Digsilent** foram modelados no **Anarede** como três transformadores de dois enrolamentos unidos em um ponto comum.

Na Tabela B.1, apresenta-se um acréscimo de 5 Mvar nas colunas de Mvar gerados e consumidos correspondente ao **Anarede**. Isto obedece ao fato de que, em uma das barras, foram incluídos reatores e banco de capacitores juntos. O **Digsilent** simula os elementos shunt de uma barra (indutivos e capacitivos) por separado e, portanto, os considera em ambas as colunas. Porém, o **Anarede** simula os elementos shunt como o elemento shunt equivalente da barra.

Tabela B.1.- Comparação Digsilent-Anarede. Cenário 1: Cheia Pesada - Fluxo de carga

	DIGSILENT				ANAREDE			
	MW		MVAR		MW		MVAR	
	Gerados	Consumidos	Gerados	Consumidos	Gerados	Consumidos	Gerados	Consumidos
Pmáq. síncronas	3224.56				3224.5			
Pcarga		3059.65				3059.6		
Pperdas		164.91				164.8		
Qmáq. síncronas			686.204				683.8	
Qcarga				1208.76				1208.8
Qperdas			170.43				174.5	
Shunt(líquido)			241.26				240.7	
- Indutivos				245.33				239.9
- Capacitivos			486.59				480.6	
SVC (líquido)			110.866				109.6	
- Indutivos				17.65				17.9
- Capacitivos			128.516				127.5	
Totais	3224.56	3224.56	1471.74	1471.74	3224.5	3224.4	1466.4	1466.6
						+	5.0	5.0
							1471.4	1471.6

Tabela B.2.- Comparação Digsilent- Anarede. Cenário 2: Cheia Média - Fluxo de carga

	DIGSILENT				ANAREDE			
	MW		MVAR		MW		MVAR	
	Gerados	Consumidos	Gerados	Consumidos	Gerados	Consumidos	Gerados	Consumidos
Pmáq. síncronas	2979.16				2979			
Pcarga		2828.97				2829		
Pperdas		150.19				150.1		
Qmáq. síncronas			696.41				694.3	
Qcarga				1139.52				1139.5
Qperdas			252.75				256.6	
Shunt(líquido)			135.921				135.4	
- Indutivos				291.886				292.1
- Capacitivos			427.807				427.5	
SVC (líquido)			54.439				53.1	
- Indutivos				21.684				21.7
- Capacitivos			76.123				74.8	
Totais	2979.16	2979.16	1453.09	1453.09	2979	2979.1	1453.2	1453.3

Tabela B.3.- Comparação Digsilent- Anarede. Cenário 3: Cheia Leve Fluxo de carga

	DIGSILENT				ANAREDE			
	MW		MVAR		MW		MVAR	
	Gerados	Consumidos	Gerados	Consumidos	Gerados	Consumidos	Gerados	Consumidos
Pmáq. síncronas	2020.01				2019.9			
Pcarga		1922.93				1922.9		
Pperdas		97.08				97		
Qmáq. síncronas			220.8				218.5	
Qcarga				753.09				753.1
Qperdas			732.24				735.8	
Shunt(líquido)			-194.68				-194.7	
- Indutivos				278.847				279.1
- Capacitivos			84.165				84.4	
SVC (líquido)			-5.268				-6.1	
- Indutivos				44.043				44.3
- Capacitivos			38.775				38.2	
Totais	2020.01	2020.01	1075.98	1075.98	2019.9	2019.9	1076.9	1076.5

Tabela B.4.- Comparação Digsilent- Anarede. Cenário 4: Variante - Fluxo de carga

	DIGSILENT				ANAREDE			
	MW		MVAR		MW		MVAR	
	Gerados	Consumidos	Gerados	Consumidos	Gerados	Consumidos	Gerados	Consumidos
Pmáq. síncronas	3101.41				3101.2			
Pcarga		2911.9				2911.9		
Pperdas		189.51				189.3		
Qmáq. síncronas			723.19				721.4	
Qcarga				1152.14				1152.2
Qperdas			38.77				43.3	
Shunt(líquido)			197.42				197.4	
- Indutivos				265.87				259.7
- Capacitivos			463.29				457.1	
SVC (líquido)			191.967				189.6	
- Indutivos				6.793				6.9
- Capacitivos			198.76				196.5	
Totais	3101.41	3101.41	1424.01	1424.803	3101.2	3101.2	1418.3	1418.8

Tabela B.5.- Comparação Digsilent- Anarede. Cenário 5: Estiagem Pesada - Fluxo de carga

	DIGSILENT				ANAREDE			
	MW		MVAR		MW		MVAR	
	Gerados	Consumidos	Gerados	Consumidos	Gerados	Consumidos	Gerados	Consumidos
Pmáq. síncronas	3280.26				3280.5			
Pcarga		3115.79				3115.8		
Pperdas		164.47				164.7		
Qmáq. síncronas			652.25				653.3	
Qcarga				1234.13				1234.1
Qperdas			171.44				161.8	
Shunt(líquido)			262.311				261.7	
- Indutivos				233.19				233.4
- Capacitivos			495.501				495.1	
SVC (líquido)			148.139				157.5	
- Indutivos				0				0
- Capacitivos			148.139				157.5	
Totais	3280.26	3280.26	1467.33	1467.32	3280.5	3280.5	1467.7	1467.5

Tabela B.6.- Comparação Digsilent- Anarede. Cenário6: Estiagem Média Fluxo de carga

	DIGSILENT				ANAREDE			
	MW		MVAR		MW		MVAR	
	Gerados	Consumidos	Gerados	Consumidos	Gerados	Consumidos	Gerados	Consumidos
Pmáq. síncronas	2995.68				2995.8			
Pcarga		2869.47				2869.5		
Pperdas		126.21				126.3		
Qmáq. síncronas			537.29				540.4	
Qcarga				1157.55				1157.5
Qperdas			405.76				398	
Shunt(líquido)			136.045				136.2	
- Indutivos				317.01				316.8
- Capacitivos			453.055				453	
SVC (líquido)			78.455				83.8	
- Indutivos				11.84				12.5
- Capacitivos			90.295				96.3	
Totais	2995.68	2995.68	1486.4	1486.4	2995.8	2995.8	1487.7	1486.8

Tabela B.7.- Comparação Digsilent- Anarede. Cenário 7: Estiagem Leve - Fluxo de carga

	DIGSILENT				ANAREDE			
	MW		MVAR		MW		MVAR	
	Gerados	Consumidos	Gerados	Consumidos	Gerados	Consumidos	Gerados	Consumidos
Pmáq. síncronas	2013.92				2014			
Pcarga		1932.67				1932.7		
Pperdas		81.25				81.3		
Qmáq. síncronas			118.95				121	
Qcarga				757.4				757.4
Qperdas			856.9				848.5	
Shunt(líquido)			-249.65				-249.9	
- Indutivos				352.078				352.3
- Capacitivos			102.43				102.4	
SVC (líquido)			31.188				38	
- Indutivos				36.242				32.8
- Capacitivos			67.43				70.8	
Totais	2013.92	2013.92	1145.71	1145.72	2014	2014	1142.7	1142.5

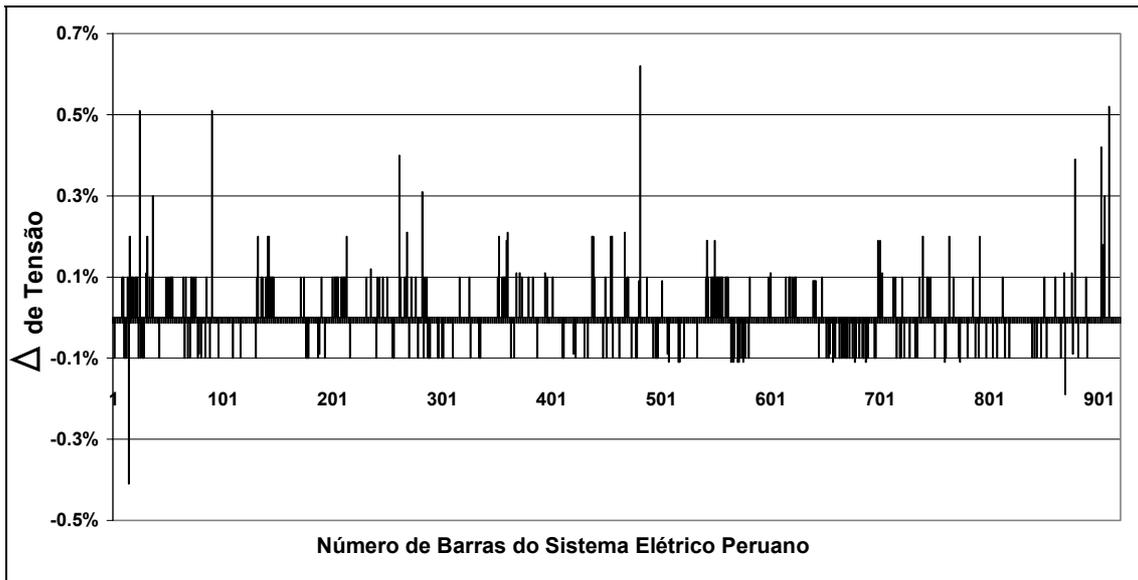


Figura B.1.- Comparação Digsilent- Anarede. Cenário 1: Cheia Pesada – Tensões nas barras

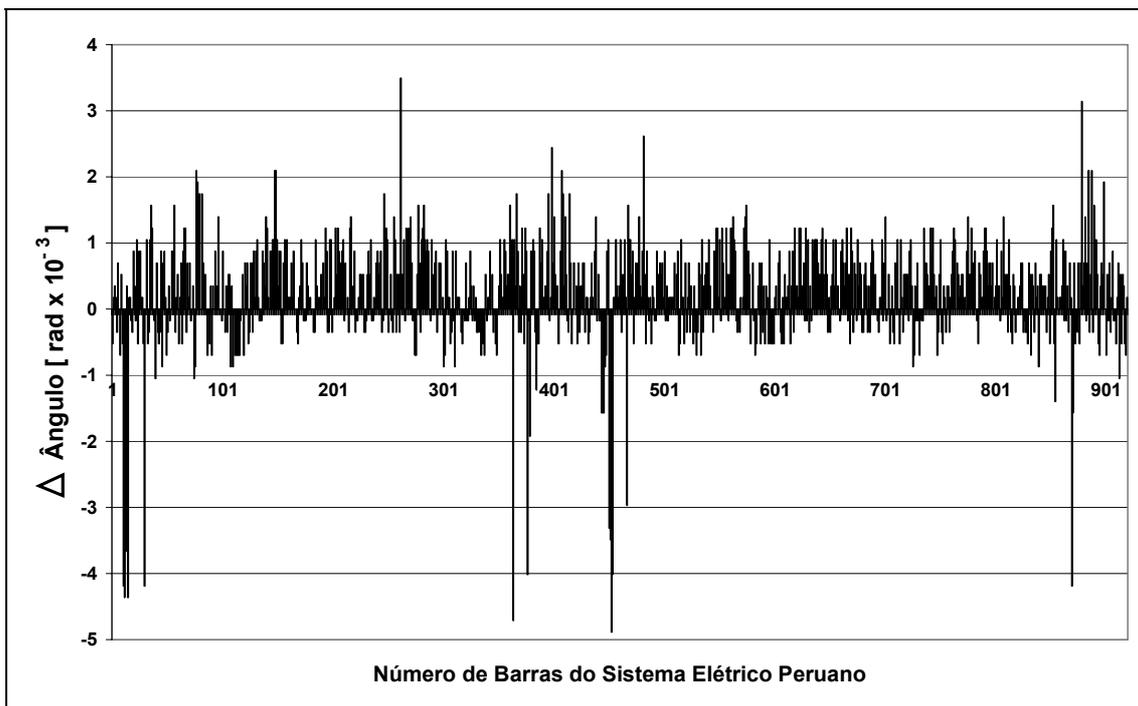


Figura B.2.- Comparação Digsilent- Anarede. Cenário 1: Cheia Pesada – Ângulos nas barras

Tabela B.8.- Comparação Digsilent- Anarede. Cenário 1: Cheia Pesada – Geração 1/2

Nº	Tipo	Nome	Tensão em p.u.			Pg (MW)			Qg (Mvar)		
			Digsilent	Anarede	Δ	Digsilent	Anarede	Δ	Digsilent	Anarede	Δ
1	SLACK	HUIN1	0.996	0.996	0	29.483	29.4	0.083	33.59	33.6	-0.01
2	PV	TVCARA	1.006	1.006	0	141	141	0	-22.555	-23.4	0.845
3	PV	CAYLL15	1	1	0	0.5	0.5	0	-0.15	-0.3	0.15
4	PV	VENT_C	0.99	0.99	0	155	155	0	51.515	50.7	0.815
5	PV	CPATO1	1.007	1.007	0	40	40	0	-0.108	-0.1	-0.008
6	PV	CPATO2	1.007	1.007	0	40	40	0	-0.157	-0.1	-0.057
7	PV	CPATO3	1.007	1.007	0	40	40	0	-0.157	-0.1	-0.057
8	PV	CPATO4	1.007	1.007	0	40	40	0	-0.157	-0.1	-0.057
9	PV	CPATO5	1.007	1.007	0	40	40	0	-0.157	-0.1	-0.057
10	PV	CPATO6	1.007	1.007	0	40	40	0	-0.157	-0.1	-0.057
11	PV	TALA13	1.007	1.007	0	79.8	79.8	0	-9.894	-9.8	-0.094
12	PV	CHAVG3	1	1	0	126	126	0	-13.796	-14.6	0.804
13	PV	GDMOLL	1.007	1.007	0	30	30	0	-2.335	-2.5	0.165
14	PV	ILOTV1	1.04	1.04	0	20	20	0	2.575	2.1	0.475
15	PV	AGUA13A	1.014	1.014	0	80.5	80.5	0	3.391	3.4	-0.009
16	PV	AGUA13B	1.014	1.014	0	80.5	80.5	0	3.391	3.4	-0.009
17	PV	CHIMAY1	1.007	1.007	0	75	75	0	6.714	6.7	0.014
18	PV	CHIMAY2	1.007	1.007	0	75	75	0	16.31	16.3	0.01
19	PV	RON1	1.014	1.014	0	68	68	0	17.062	17.2	-0.138
20	PV	RON2	1.014	1.014	0	70	70	0	17.105	17.2	-0.095
21	PV	RON3	1.014	1.014	0	70	70	0	17.105	17.2	-0.095
22	PV	SAM1	1.014	1.014	0	101	101	0	26.282	26.2	0.082
23	PV	SAM2	1.014	1.014	0	100	100	0	26.068	26	0.068
24	PV	SAM3	1.014	1.014	0	99	99	0	26.033	25.9	0.133
25	PV	SAM4	1.014	1.014	0	100	100	0	26.068	26	0.068
26	PV	SAM5	1.014	1.014	0	74	74	0	25.437	25.3	0.137
27	PV	SAM6	1.014	1.014	0	74	74	0	25.437	25.3	0.137
28	PV	SAM7	1.014	1.014	0	74	74	0	25.437	25.3	0.137
29	PV	YAU13A	1.03	1.03	0	60	60	0	24.222	24.2	0.022
30	PV	YAU13B	1.02	1.02	0	42	42	0	11.982	12	-0.018
31	PV	MACH1	1.014	1.014	0	27.7	27.7	0	-0.331	-0.3	-0.031
32	PV	MACH2	1.014	1.014	0	27.7	27.7	0	-0.603	-0.6	-0.003
33	PV	MACH3	1.014	1.014	0	27.7	27.7	0	-0.603	-0.6	-0.003
34	PV	SGAB1	1.014	1.014	0	50	50	0	-3.616	-3.6	-0.016
35	PV	SGAB2	1.014	1.014	0	50	50	0	-3.614	-3.6	-0.014
36	PV	MALACAS	1.01	1.01	0	14	14	0	6.015	5.8	0.215
37	PV	PARIA_13	0.957	0.957	0	2	2	0	-0.676	-0.7	0.024
38	PV	HUIN2	1.01	1.01	0	50	50	0	44.268	44.2	0.068
39	PV	HUIN3	1.01	1.01	0	55	55	0	44.435	44.4	0.035
40	PV	HUIN4	1.01	1.01	0	55	55	0	44.435	44.4	0.035
41	PV	MAT12A	1	1	0	62.5	62.5	0	39.661	39.7	-0.039
42	PV	MAT12B	1	1	0	62.5	62.5	0	39.765	39.8	-0.035
43	PV	GALL1	1.029	1.029	0	17	17	0	1.333	1.4	-0.067
44	PV	GALL2	1.029	1.029	0	17	17	0	1.333	1.4	-0.067
45	PV	ARIC1	1.029	1.029	0	20	20	0	-3.437	-3.7	0.263
46	PV	ARIC2	1.019	1.019	0	10	10	0	0.484	0.5	-0.016
47	PV	CALANA	1.019	1.019	0	18.9	18.9	0	-2.915	-3	0.085
48	PV	GD2CHIL	0.99	0.99	0	4.9	4.9	0	2.092	1.9	0.192
49	PV	CAHUA1	1	1	0	21	21	0	12.748	12.9	-0.152
50	PV	CAHUA2	1	1	0	21	21	0	-4.647	-4.6	-0.047
51	PV	IND10A	1.05	1.05	0	0	0	0	12.973	13	-0.027
52	PV	CARH1	1.02	1.02	0	29	29	0	2.968	3	-0.032
53	PV	CARH2	1.02	1.02	0	29	29	0	2.947	2.9	0.047
54	PV	CARH3	1.02	1.02	0	29	29	0	2.947	2.9	0.047
55	PV	CHICL10	1	1	0	20	20	0	1.416	1.4	0.016
56	PV	CTTUM10	1.03	1.03	0	18.2	18.2	0	5.669	5.7	-0.031
57	PV	CURM10	1	1	0	10	10	0	-1.518	-1.5	-0.018
58	PV	PIURATG10	1.05	1.05	0	20	20	0	8.625	8.6	0.025
59	PV	POECHOS_10	1	1	0	15.4	15.4	0	0.581	0.6	-0.019
60	PV	CALAN2	1.03	1.03	0	6.37	6.4	-0.03	0.687	0.6	0.087
61	PV	GD1CHIL	1	1	0	4.9	4.9	0	2.482	2.3	0.182
62	PV	HCHOR10	1.02	1.02	0	18.2	18.2	0	4.394	4.4	-0.006

Tabela B.9.- Comparação Digsilent- Anarede. Cenário 1: Cheia Pesada – Geração 2/2

Nº	Tipo	Nome	Tensão em p.u.			Pg (MW)			Qg (Mvar)		
			Digsilent	Anarede	Δ	Digsilent	Anarede	Δ	Digsilent	Anarede	Δ
63	PV	HUAMP10	0.99	0.99	0	30	30	0	9.866	10.6	-0.734
64	PV	MOYO1	0.95	0.95	0	21	21	0	14.94	14.8	0.14
65	PV	MOYO2	0.95	0.95	0	21	21	0	14.808	14.7	0.108
66	PV	MOYO3	0.95	0.95	0	21	21	0	14.808	14.7	0.108
67	PV	YANA10	1	1	0	40	40	0	5.199	5.1	0.099
68	PV	YARI10	1.02	1.02	0	24	24	0	3.864	3.9	-0.036
69	PV	CALLAH8	1	1	0	35	35	0	-2.427	-2.4	-0.027
70	PV	MALP3	0.986	0.986	0	44	44	0	13.005	13.2	-0.195
71	PV	ANTA6A	1	1	0	0	0	0	-3.973	-4	0.027
72	PV	CALL6A	1	1	0	13	13	0	4.918	5	-0.082
73	PV	CALL6B	1	1	0	13	13	0	4.781	4.9	-0.119
74	PV	CALL6C	1	1	0	13	13	0	4.781	4.9	-0.119
75	PV	PACA6A	1.02	1.02	0	20.1	20.1	0	1.122	1.2	-0.078
76	PV	CHAR3	1.01	1.01	0	3.8	3.8	0	0.185	0.2	-0.015
77	PV	CHAR4A	1.01	1.01	0	10.5	10.5	0	2.478	2.7	-0.222
78	PV	CHAVI	1	1	0	6.9	6.9	0	2.299	2.9	-0.601
79	PV	CATKAT	1.026	1.026	0	3	3	0	-1	-1	0
80	PV	PACMAN	1	1	0	1	1	0	-0.663	-0.7	0.037
81	PV	OROY2.3	1.043	1.043	0	6.81	6.8	0.01	-1.067	-1.1	0.033
82	PV	PACHA2.3	0.975	0.975	0	7.72	7.7	0.02	0.342	0.4	-0.058
83	PQ	HRAMA22	0.975	0.98	-0.005	1	1	0	0.79	0.8	-0.01
84	PQ	CHAR2	0.982	0.981	0.001	0.6	0.6	0	0	0	0
85	PQ	CHAR1A	0.983	0.983	0	1.6	1.6	0	0.036	0	0.036
86	PQ	HBOTIF	1.038	1.039	-1E-03	2.3	2.3	0	0.209	0.2	0.009
87	PQ	HRUMI	1.04	1.041	-1E-03	2.3	2.3	0	0.188	0.2	-0.012
88	PQ	CHAPR2	1	0.999	0.001	2.5	2.5	0	0.316	0.3	0.016
89	PQ	HERCCA	0.983	0.983	0	0.72	0.7	0.02	0	0	0
TOTAL POTENCIA						3224.603	3224.5	0.103	686.204	683.9	2.304

Tabela B.10.- Comparação Digsilent- Anarede. Cenário 1: Cheia Pesada – SVC's

Nome	BARRA DO SVC				BARRA CONTROLADA		
	Tensão em p.u.		MVAR injetados		Nome	Tensão em p.u.	
	Digsilent	Anarede	DigSILENT	Anarede		Digsilent	Anarede
SVCVIZ	1.095	1.095	46.748	46.7	ANTA220	1.020	1.020
TINT10	1.033	1.033	3.317	3.2	TINTA138	1.020	1.020
SVCCHI	0.997	0.997	-13.439	-13.5	CHICL-06	1.020	1.020
SVCTRJ	1.006	1.005	-4.214	-4.4	SETNOR1	1.020	1.020
SVCBAL	1.131	1.131	68.259	68	BAL60	1.030	1.030
SVCCHAV	1.024	1.023	10.192	9.6	CHAVA60	1.030	1.030

Tabela B.11.- Comparação Digsilent- Anarede. Cenário 1: Cheia Pesada – Elementos Shunt

Nº	Barra	Tensão em p.u.			Q_Shunt (Mvar)		
		Digsilent	Anarede	Δ	Digsilent	Anarede	Δ
1	SNICO13	0.977	0.976	0.001	5.296	5.3	-0.004
2	AREN13.8	0.972	0.972	0	0.566	0.6	-0.034
3	CHIM13A	1.006	1.006	0	20.253	20.2	0.053
4	MACHALA 13.8	1.033	1.033	0	19.213	19.2	0.013
5	BOTI13	1.013	1.014	-0.001	1.231	1.2	0.031
6	MOQU13.8	1.016	1.017	-0.001	1.856	1.9	-0.044
7	MILPO13	1.001	1	0.001	9.613	9.6	0.013
8	DOLOR11	0.965	0.965	0	9.32	9.3	0.02
9	CHICN10	0.987	0.987	0	4.866	4.9	-0.034
10	TAC-3	1.011	1.012	-0.001	2.045	2	0.045
11	YAR10A	1.013	1.013	0	1.025	1	0.025
12	YAR10B	1.009	1.009	0	0.458	0.5	-0.042
13	HUANU10	0.968	0.967	0.001	1.874	1.9	-0.026
14	BAL10	1.002	1.002	0	10.036	10	0.036
15	BARR10	0.993	0.993	0	5.919	5.9	0.019
16	CANT10	0.989	0.989	0	9.393	9.4	-0.007
17	CHAN10	0.982	0.982	0	3.473	3.5	-0.027
18	CHORR10	1.001	1	0.001	6.01	6	0.01
19	GALV10	0.989	0.989	0	5.864	5.9	-0.036
20	HUARL10	0.971	0.971	0	3.396	3.4	-0.004
21	INFAN10	0.98	0.98	0	4.609	4.6	0.009
22	LIMA10	1.001	1.001	0	10.011	10	0.011
23	MALA10	0.962	0.961	0.001	2.775	2.8	-0.025
24	MARAN10	1.016	1.016	0	7.426	7.4	0.026
25	MIRON10	1.007	1.007	0	9.727	9.7	0.027
26	OQUEN10	1.003	1.003	0	4.832	4.8	0.032
27	PANDO10	1.008	1.009	-0.001	7.933	7.9	0.033
28	PERSH10	1.008	1.009	-0.001	14.645	14.7	-0.055
29	PLAN10	0.964	0.966	-0.002	5.58	5.6	-0.02
30	PRIM10	0.997	0.997	0	9.942	9.9	0.042
31	SALA10	0.993	0.993	0	5.916	5.9	0.016
32	SISID10	0.995	0.996	-0.001	7.925	7.9	0.025
33	SROS10	0.999	0.999	0	9.59	9.6	-0.01
34	TACN10	0.994	0.994	0	14.233	14.2	0.033
35	TVALLE10	0.994	0.994	0	7.113	7.1	0.013
36	VENTA10	0.984	0.984	0	3.482	3.5	-0.018
37	VMAR10	0.983	0.982	0.001	3.865	3.9	-0.035
38	ZAPALL10	0.988	0.988	0	3.512	3.5	0.012
39	HCHO10	0.986	0.986	0	3.5	3.5	0
40	PAITA10	0.969	0.969	0	0.845	0.8	0.045
41	PIURA10	1.045	1.045	0	6.55	6.6	-0.05
42	SULLA10	0.991	0.991	0	3.537	3.5	0.037
43	SUPE10	1.002	1.002	0	2.41	2.4	0.01
44	SALE10	0.982	0.983	-0.001	0.717	0.7	0.017
45	TMARI10	1.046	1.046	0	2.187	2.2	-0.013
46	JULIAN10	1.066	1.065	0.001	2.838	2.8	0.038
47	YURA6	0.961	0.961	0	5.543	5.5	0.043
48	PACA6B	1.029	1.028	0.001	4.232	4.2	0.032
49	PUCAL138	0.98	0.979	0.001	-7.676	-7.7	0.024
50	COTARUSE	1.077	1.078	-0.001	-231.98	-232.2	0.22
51	CAS50	0.952	0.952	0	5.439	5.4	0.039
52	MORO50	0.962	0.962	0	5.555	5.6	-0.045
53	ONU50	1.024	1.023	0.001	20.115	20.1	0.015
54	PACHA50	0.973	0.973	0	9.087	9.1	-0.013
55	PARAGS50	1.024	1.023	0.001	12.58	12.6	-0.02
56	BAL60	1.03	1.03	0	46.68	46.7	-0.02
57	SJUAN60	1.023	1.023	0	94.275	94.2	0.075
TOTAL REATIVOS					241.257	240.7	0.557

Validação dos modelos dinâmicos

Os modelos dinâmicos das máquinas e reguladores de tensão utilizados pelos programas **DigSilent** e **PacDyn**, validaram-se em forma individual mediante simulações no tempo, utilizando-se para isso, um modelo Máquina-Barra infinita, semelhante ao mostrado na Figura B.3.

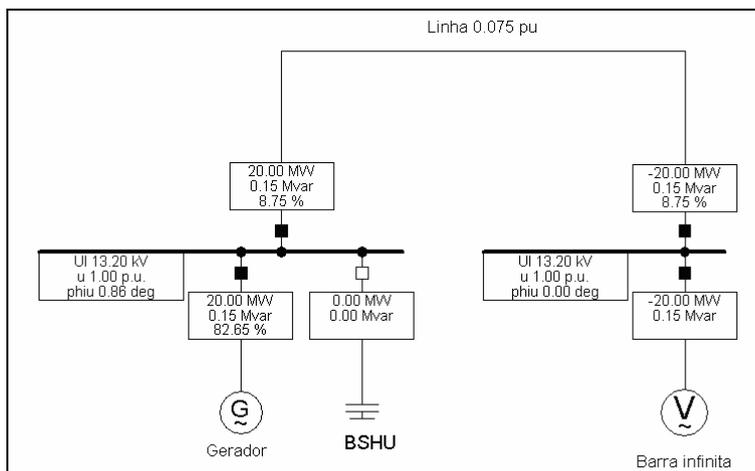


Figura B.3.- Modelo Máquina-Barra Infinita utilizada para teste dos modelos dinâmicos

Na Tabela B.12 apresenta os principais parâmetros das simulações, sendo que para todas elas o tempo total de simulação foi de 10 segundos, as tensões nas barras foram de 1 p.u., a impedância da linha foi de j 0.075 pu e o banco de capacitores foi inserido após um segundo de simulação. A comparação dos controladores foi feita considerando a saturação das máquinas. Os sinais monitorados são apresentados nas figuras B.4 a B19.

Tabela B.12.- Principais parâmetros das simulações Máquina-Barra Infinita

Nº	MAQUINA TESTADA				Banco de Capacitores	AVR	
	Polos		P nominal	Pgerada		Nome - Digsilent	Nome IEEE
	Lisos	Salientes	MVA	MW	BSHU-MVAR		
1	----	√	20	20	0.2	----	----
2	√	----	24.2	20	0.2	----	----
3	----	√	120	100	2	ESST1A	ST1A - 1992
4	√	----	24.2	20	0.2	EXAC1	AC1 - 1981
5	----	√	15	10	0.2	EXAC4	AC4 - 1981
6	√	----	115	80	1	EXBAS	----
7	----	√	6.1	4	0.1	EXDC2	DC2 - 1981
8	----	√	82.5	80	2	EXPIC1 (1)	----
9	----	√	85	80	2	EXPIC1(2)	----
10	√	----	115	100	1	EXST1	ST1 - 1981
11	----	√	20	10	0.2	IEEE1	Tipo 1 - 1968
12	----	√	120	90	1	IEEE1	Tipo 1 - 1979
13	----	√	20	0	0.2	SEXS	----
14	----	√	80	60	2	VCO 7	----

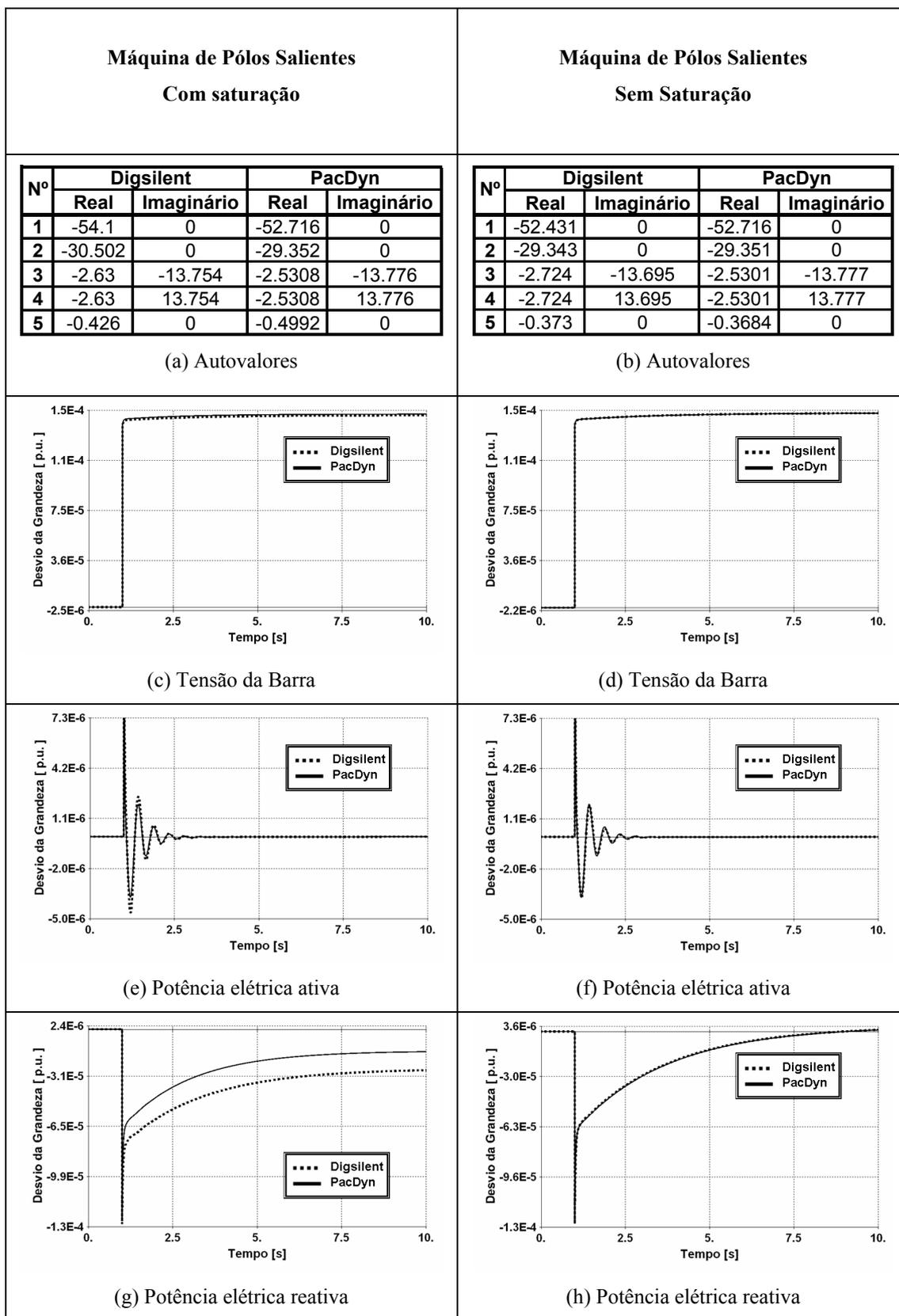


Figura B.4.- Comparação Digsilent-PacDyn do modelo de máquinas pólos salientes 1/2

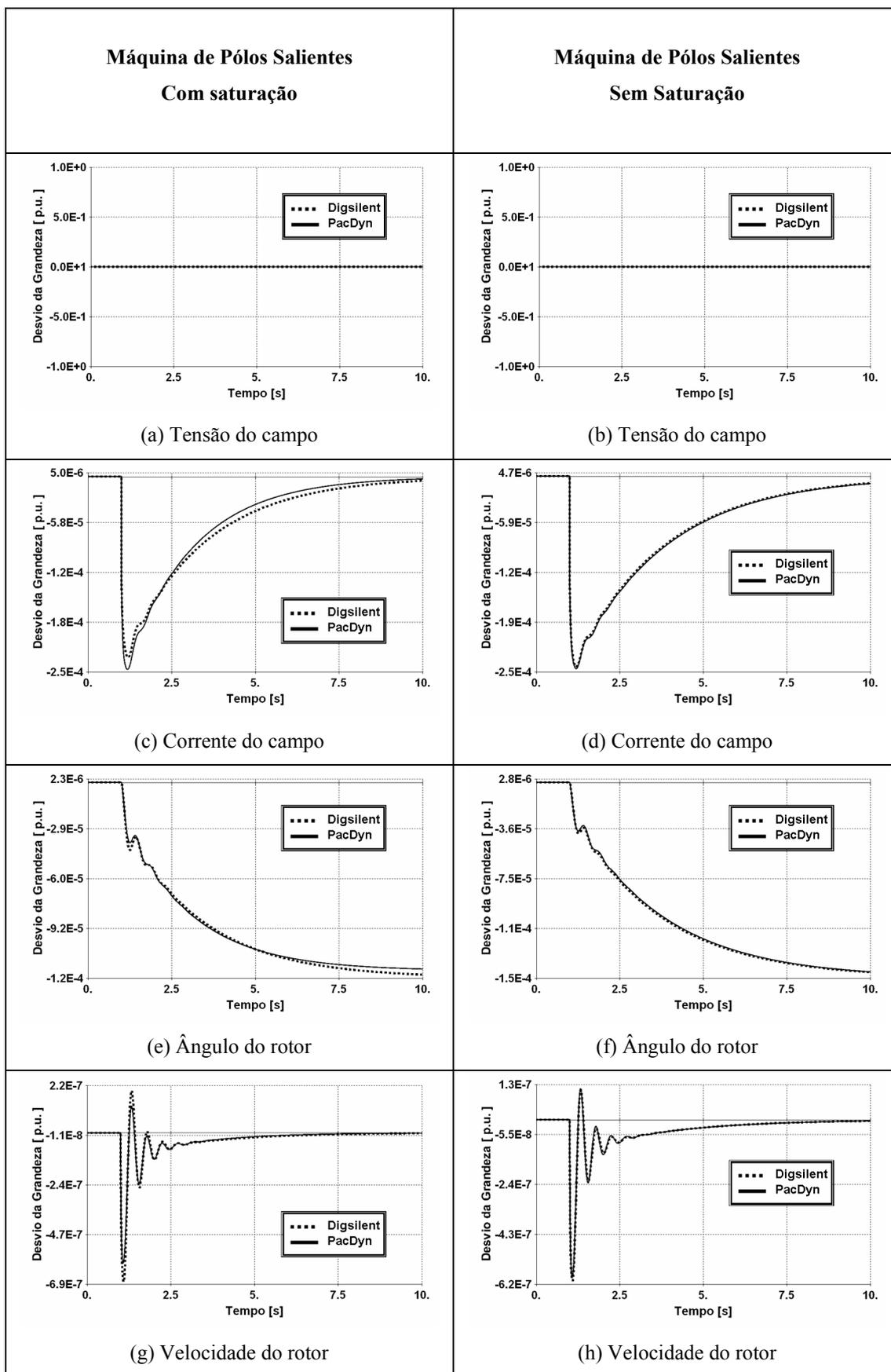


Figura B.5.- Comparação Digsilent-PacDyn do modelo de máquinas pólos salientes 2/2

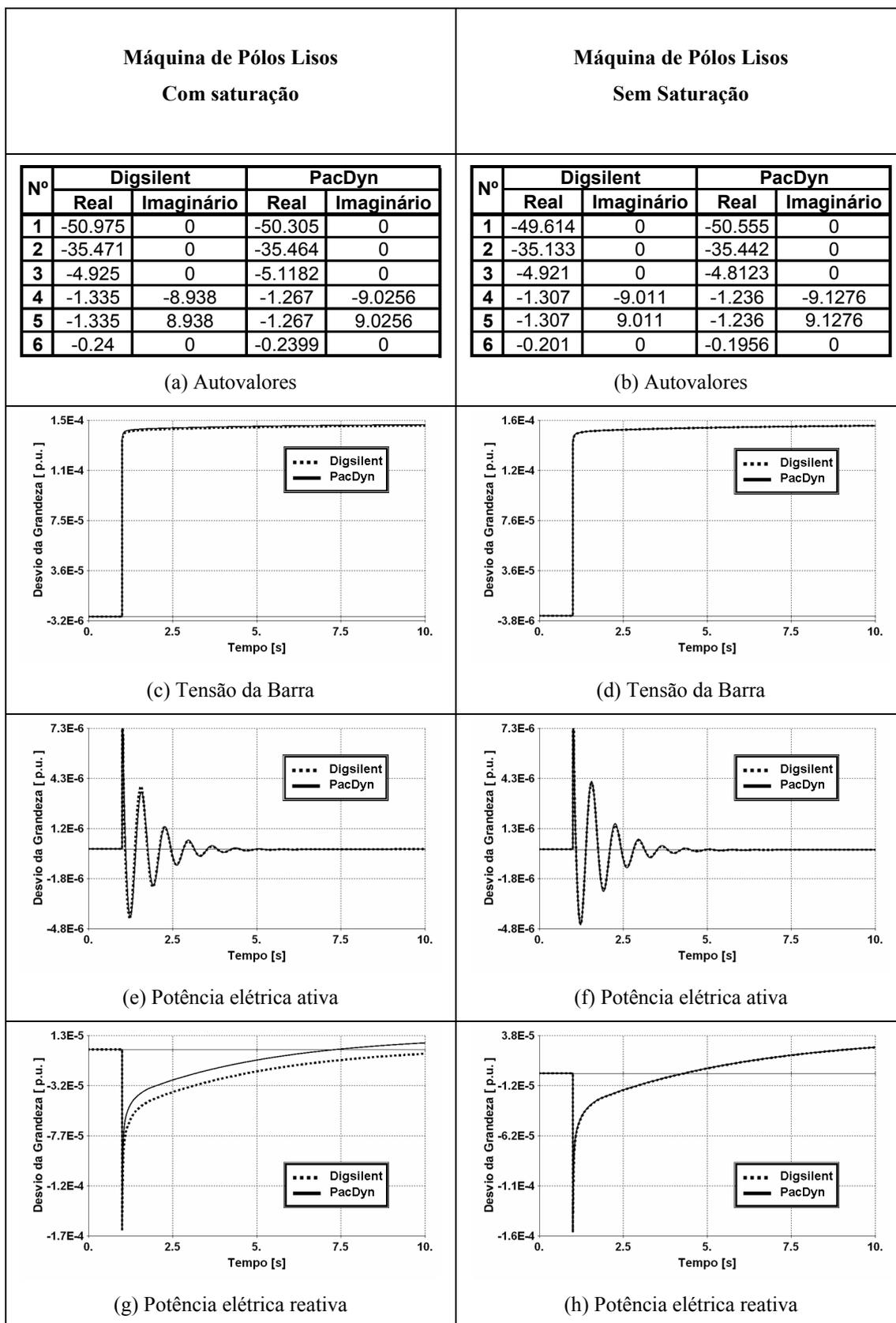


Figura B.6.- Comparação Digsilent-PacDyn do modelo de máquinas pólos lisos 1/2

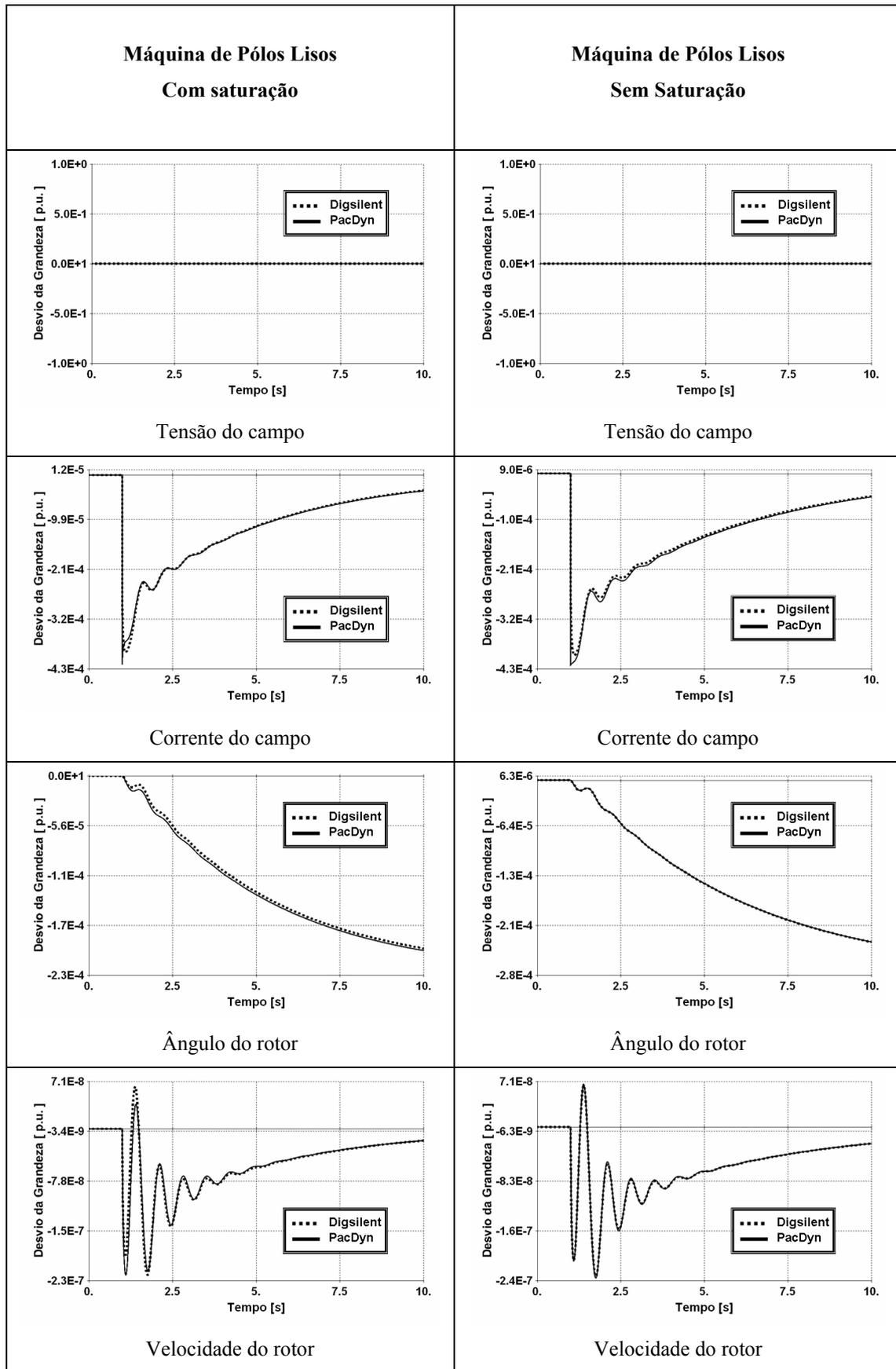
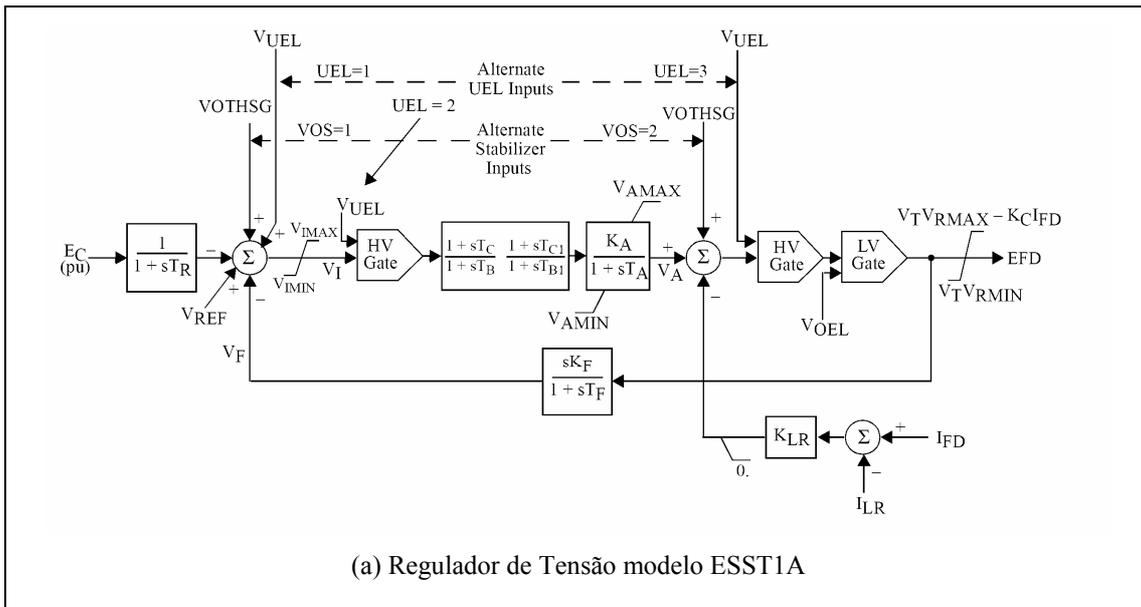


Figura B.7.- Comparação Digsilent-PacDyn do modelo de máquinas pólos lisos 2/2



Nº	Digsilent		PacDyn		Nº	Digsilent		PacDyn	
	Real	Imaginário	Real	Imaginário		Real	Imaginário	Real	Imaginário
1	-18.616	0	-36.969	0	6	-1	0	-1	0
2	-22.982	0	-21.789	-0.5125	7	-1	0	-1	0
3	-22.282	0	-21.789	0.5125	8	-0.558	-1.119	-0.9834	-1.5166
4	-0.382	-5.281	-1.4357	-8.726	9	-0.558	1.119	-0.9834	1.5166
5	-0.382	5.281	-1.4357	8.726	10	-2.056	0	-0.4616	0

(b) Autovalores

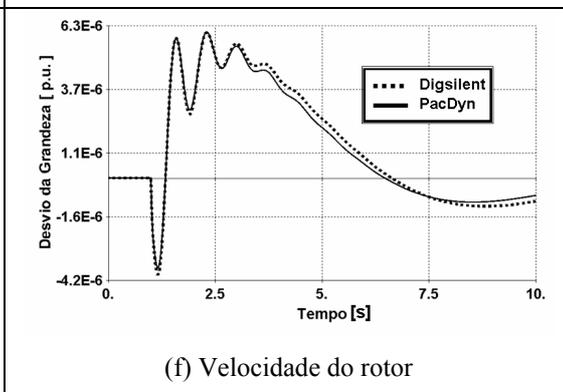
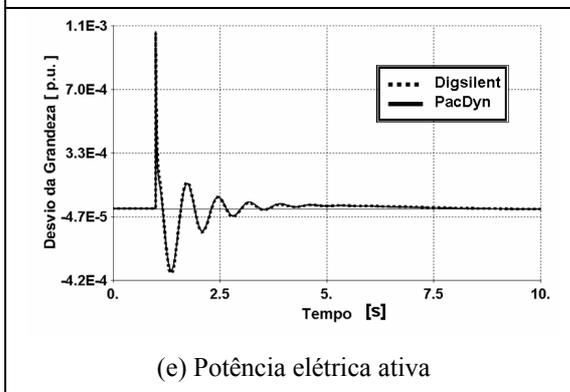
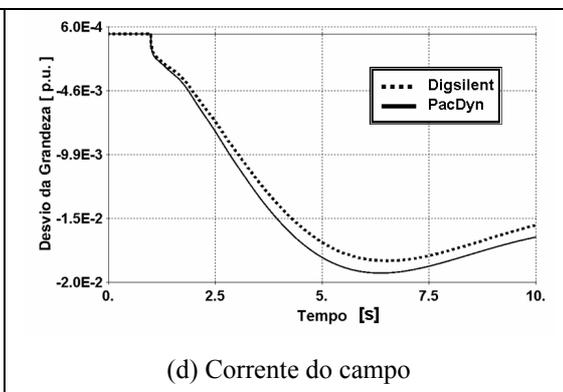
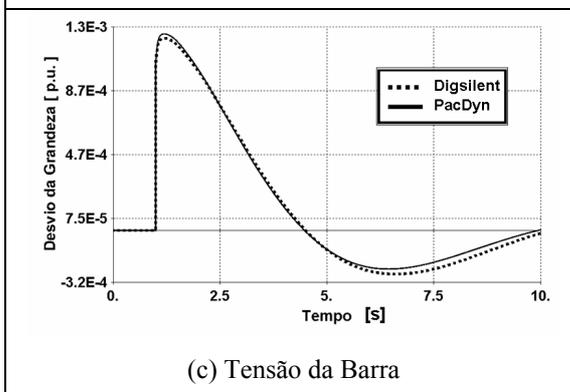
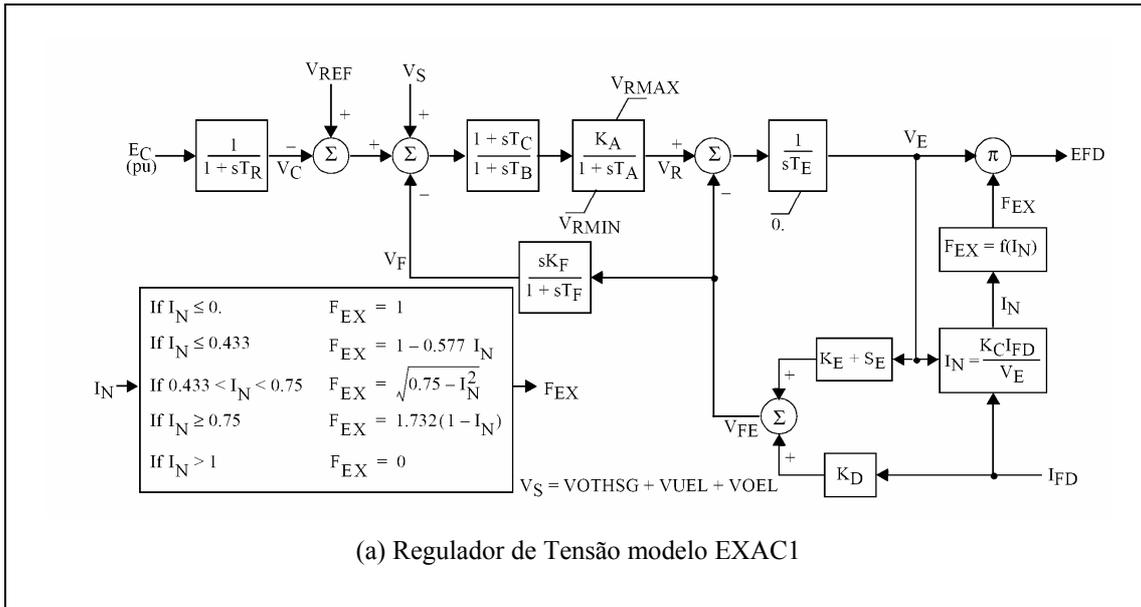


Figura B.8.- Comparação Digsilent-PacDyn do modelo de regulador de tensão ESST1A



Nº	Digsilent		PacDyn		Nº	Digsilent		PacDyn	
	Real	Imaginário	Real	Imaginário		Real	Imaginário	Real	Imaginário
1	-99.998	0	-99.998	0	7	-1.482	-9.075	-1.3661	-9.2693
2	-50.974	0	-50.349	0	8	-1.482	9.075	-1.3661	9.2693
3	-35.539	0	-35.491	0	9	-1	0	-1	0
4	-10.856	-13.626	-10.848	-13.51	10	-0.247	-0.257	-0.2401	-0.256
5	-10.856	13.626	-10.848	13.51	11	-0.247	0.257	-0.2401	0.256
6	-5.041	0	-5.3519	0					

(b) Autovalores

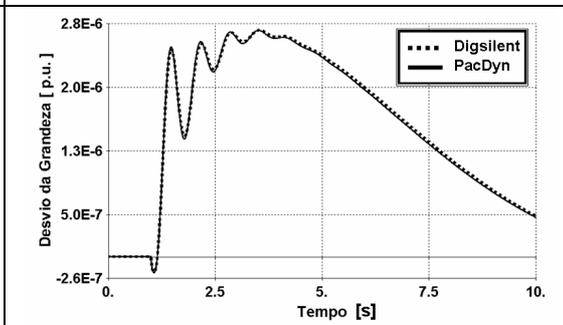
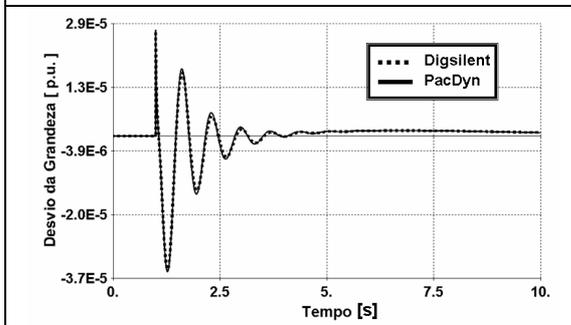
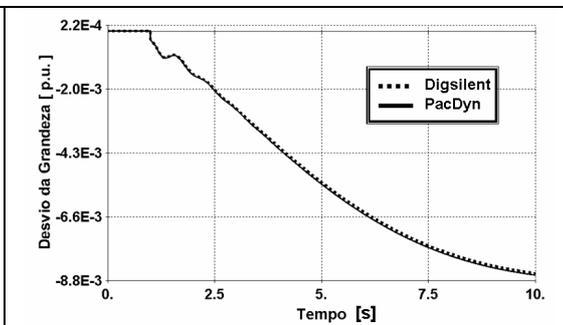
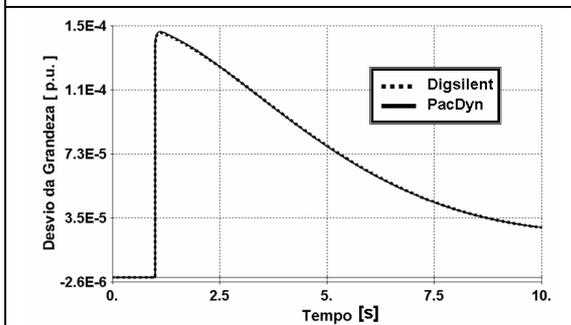
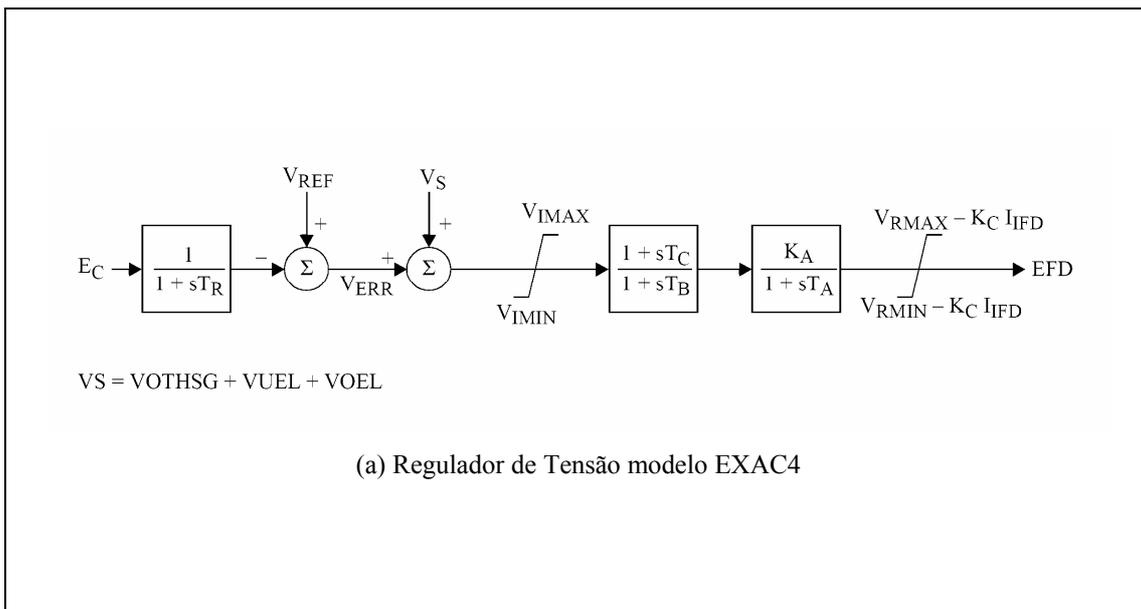
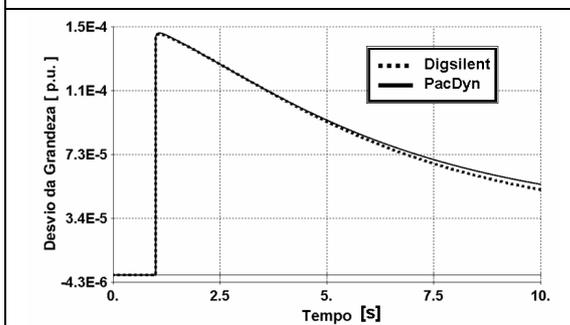


Figura B.9.- Comparação Digsilent-PacDyn do modelo de regulador de tensão EXAC1

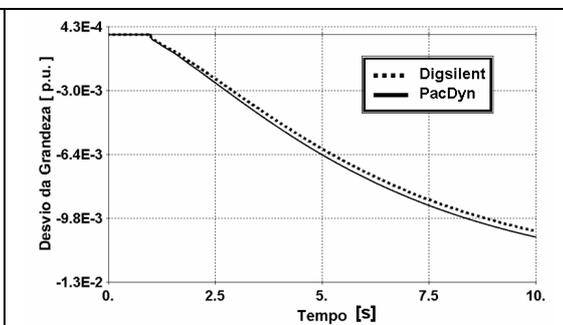


Nº	Digsilent		PacDyn		Nº	Digsilent		PacDyn	
	Real	Imaginário	Real	Imaginário		Real	Imaginário	Real	Imaginário
1	-49.994	0	-49.997	0	5	-1.751	-10.456	-1.7197	-10.389
2	-46.65	0	-45.803	0	6	-1.751	10.456	-1.7197	10.389
3	-30.31	0	-29.24	0	7	-0.423	0	-0.5578	0
4	-13.185	0	-13.165	0	8	-0.26	0	-0.2175	0

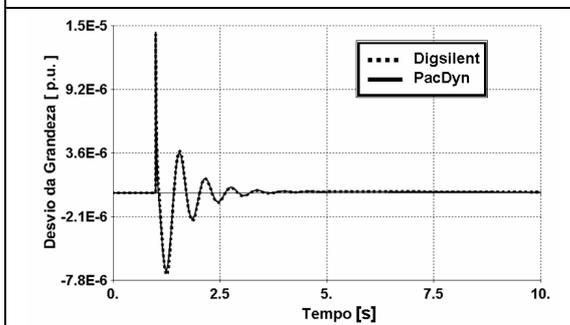
(b) Autovalores



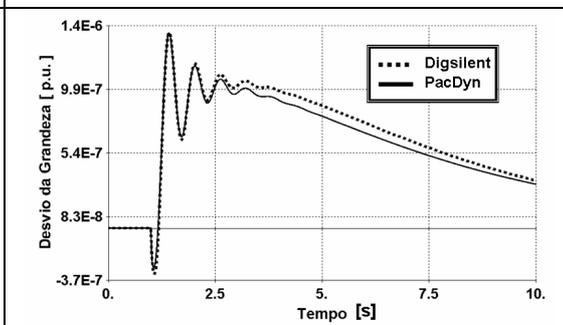
(c) Tensão da Barra



(d) Corrente do campo

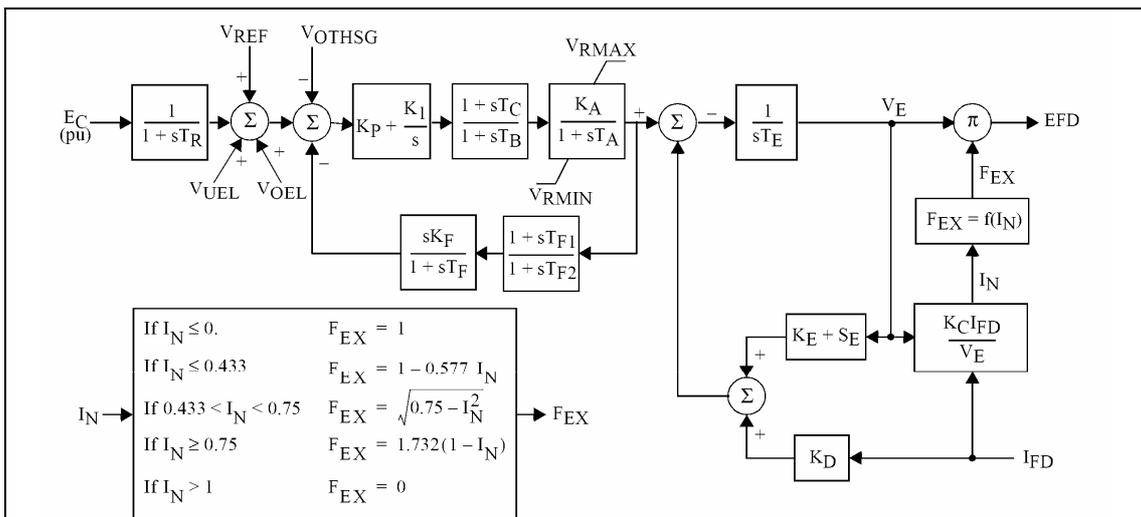


(e) Potência elétrica ativa



(f) Velocidade do rotor

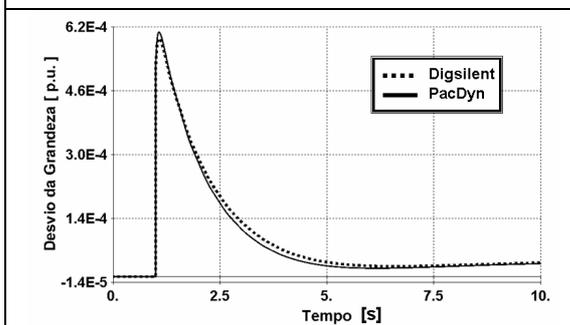
Figura B.10.- Comparação Digsilent-PacDyn do modelo de regulador de tensão EXAC4



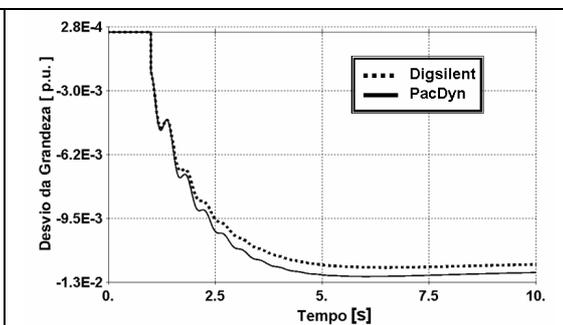
(a) Regulador de Tensão modelo EXBAS

Nº	Digsilent		PacDyn		Nº	Digsilent		PacDyn	
	Real	Imaginário	Real	Imaginário		Real	Imaginário	Real	Imaginário
1	-99.233	0	-496.15	0	7	-8.15	-5.666	-3.8017	-1.0888
2	-45.099	-2.74	-43.784	-0.3165	8	-8.15	5.666	-3.8017	1.0888
3	-45.099	2.74	-43.784	0.3165	9	-1.369	-14.116	-1.414	-14.274
4	-41.083	0	-37.638	0	10	-1.369	14.116	-1.414	14.274
5	-6.451	0	-20.527	0	11	-1.819	0	-0.569	-0.08097
6	-5.263	0	-5.2632	0	12	-0.385	0	-0.569	0.08097

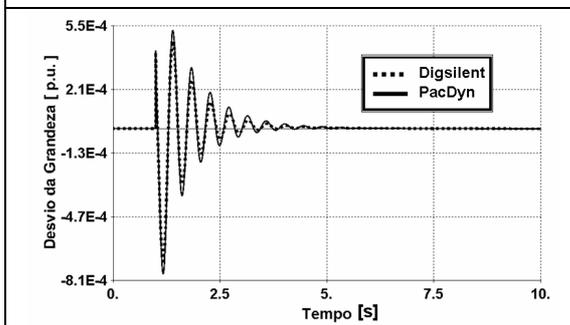
(b) Autovalores



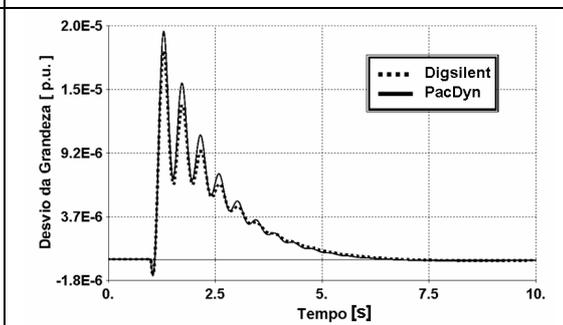
(c) Tensão da Barra



(d) Corrente do campo

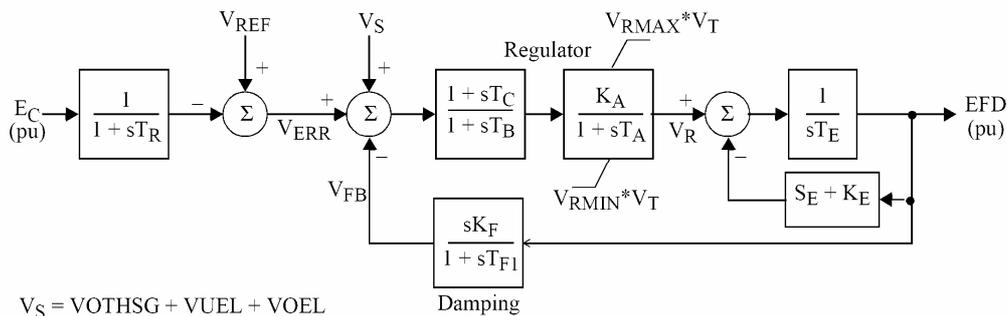


(e) Potência elétrica ativa



(f) Velocidade do rotor

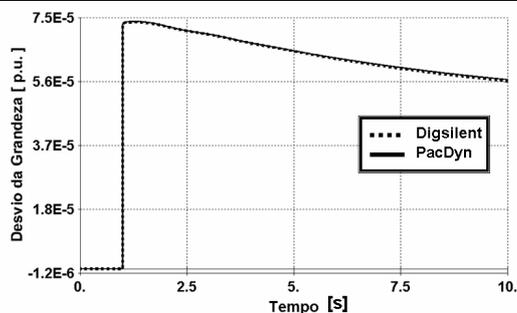
B.11.- Comparação Digsilent-PacDyn do modelo de regulador de tensão EXBAS



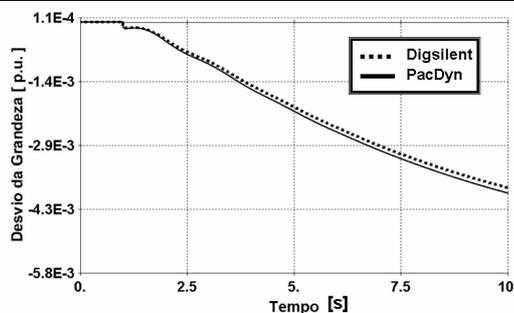
(a) Regulador de Tensão modelo EXDC2

Nº	Digsilent		PacDyn		Nº	Digsilent		PacDyn	
	Real	Imaginário	Real	Imaginário		Real	Imaginário	Real	Imaginário
1	-61.597	0	-60.681	0	6	-1.902	11.396	-1.8714	11.287
2	-50	0	-50	0	7	-0.705	0	-0.813	0
3	-43.922	0	-42.343	0	8	-0.699	-3.96	-0.6811	-3.9536
4	-8.933	0	-8.9241	0	9	-0.699	3.96	-0.6811	3.9536
5	-1.902	-11.396	-1.8714	-11.287	10	-0.142	0	-0.1355	0

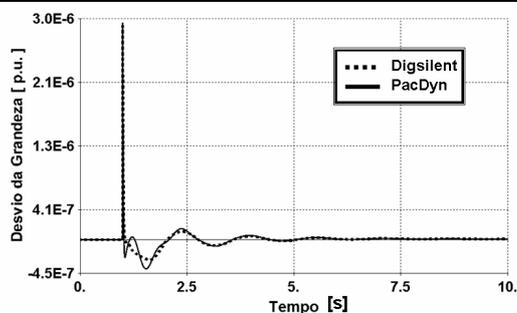
(b) Autovalores



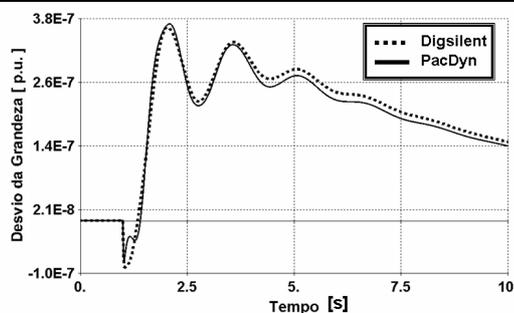
(c) Tensão da Barra



(d) Corrente do campo

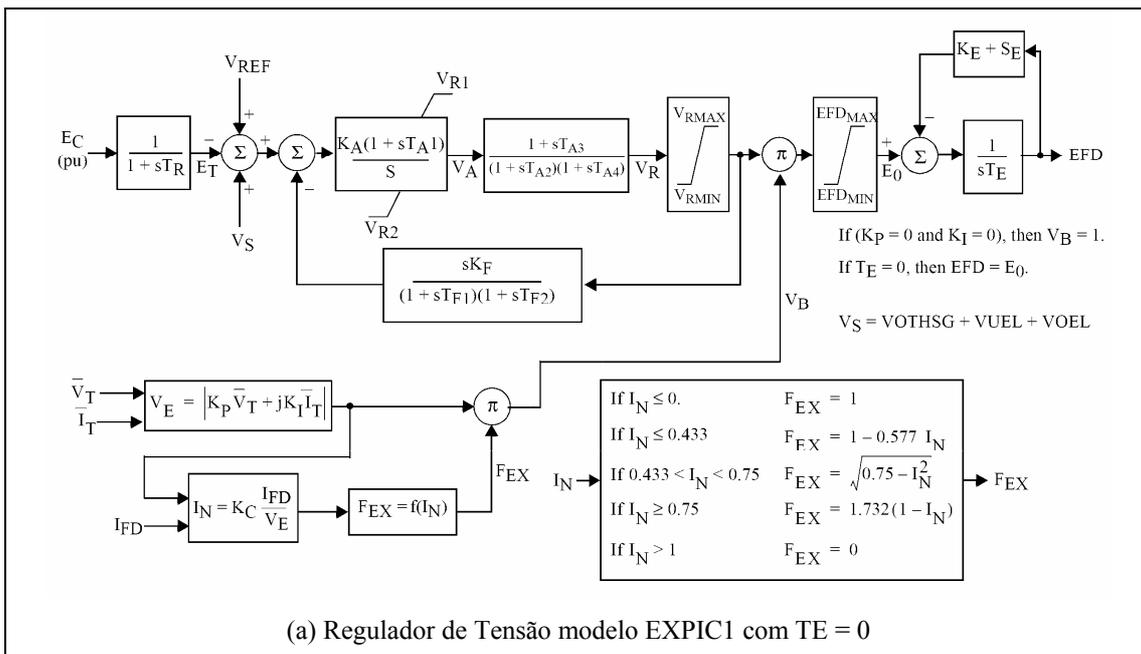


(e) Potência elétrica ativa



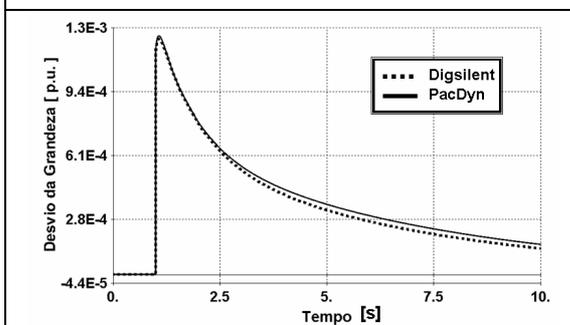
(f) Velocidade do rotor

Figura B.12.- Comparação Digsilent-PacDyn do modelo de regulador de tensão EXDC2

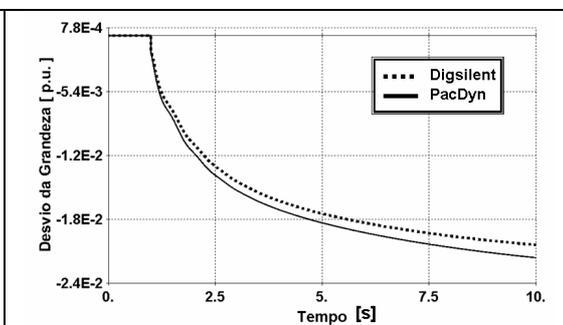


Nº	Digsilent		PacDyn		Nº	Digsilent		PacDyn	
	Real	Imaginário	Real	Imaginário		Real	Imaginário	Real	Imaginário
1	-167	0	-167	0	6	-1.97	11.165	-1.91	11.127
2	-40	0	-39.7	0	7	-1	0	-1.16	0
3	-25.1	0	-24.6	0	8	-0.44	0	-1	0
4	-17.2	0	-16.4	0	9	0	0	-0.17	0
5	-1.97	-11.165	-1.91	-11.127					

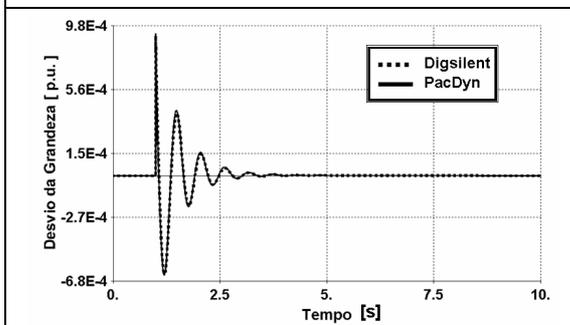
(b) Autovalores



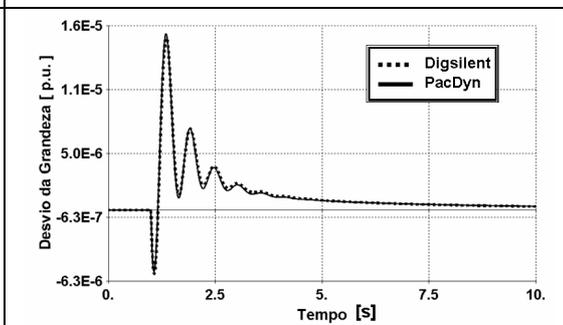
(c) Tensão da Barra



(d) Corrente do campo

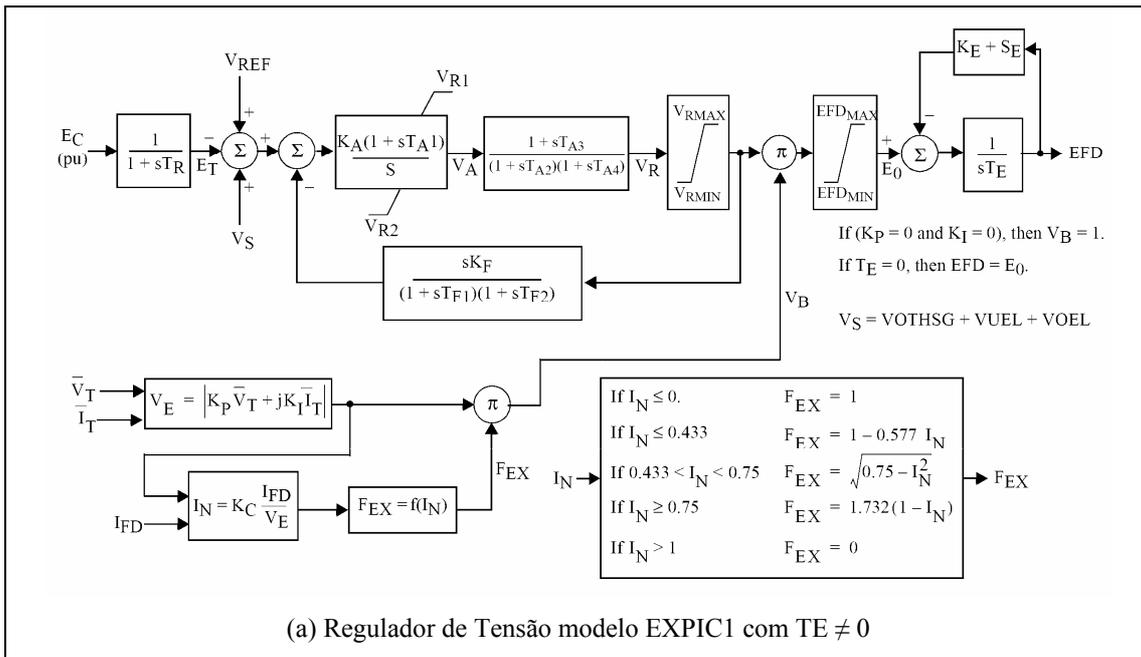


(e) Potência elétrica ativa



(f) Velocidade do rotor

Figura B.13.- Comparação Digsilent-PacDyn do modelo de regulador de tensão EXPIC1(1)



Nº	Digsilent		PacDyn		Nº	Digsilent		PacDyn	
	Real	Imaginário	Real	Imaginário		Real	Imaginário	Real	Imaginário
1	-100.031	0	-100.03	0	6	-2.479	12.801	-2.3303	12.881
2	-45.802	0	-44.676	0	7	-0.986	0	-1.0999	0
3	-23.56	0	-23.032	0	8	-1	0	-1	0
4	-9.036	0	-8.9597	0	9	-1	0	-1	0
5	-2.479	-12.801	-2.3303	-12.881	10	-0.126	0	-0.1208	0

(b) Autovalores

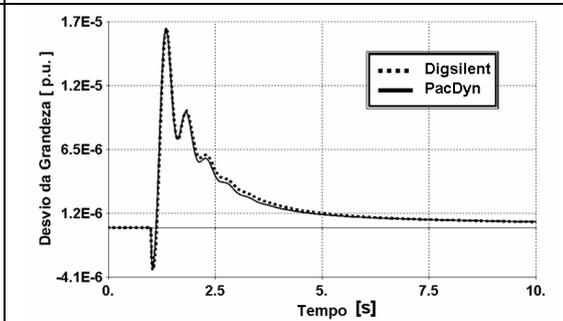
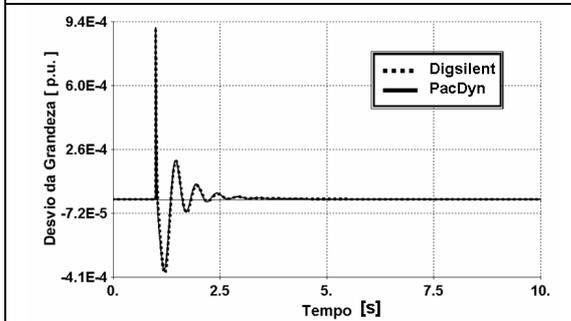
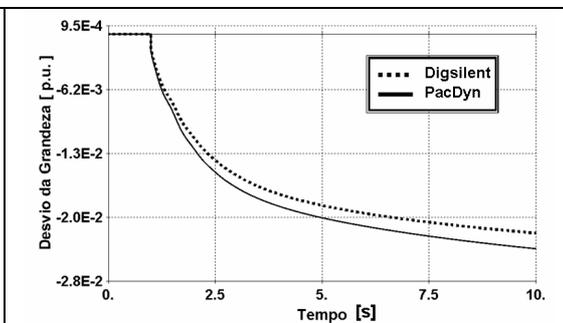
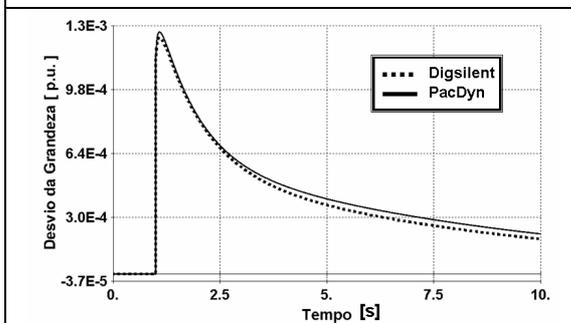
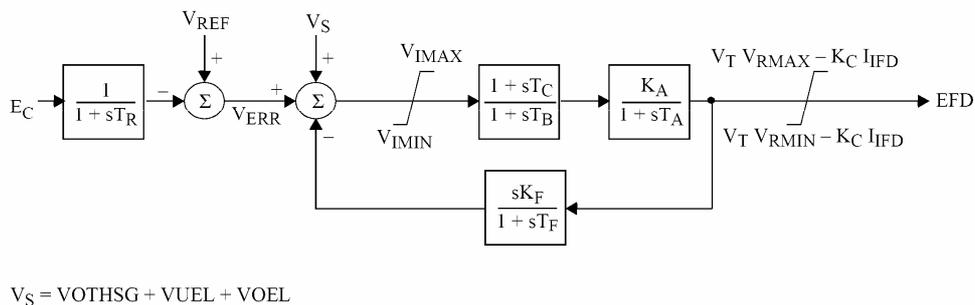


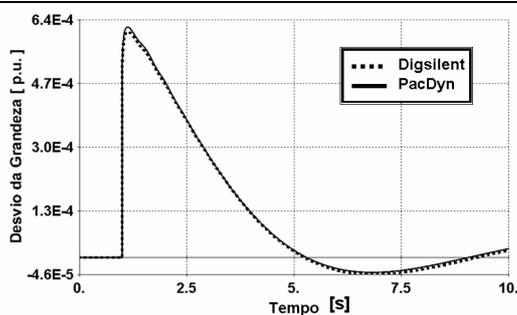
Figura B.14.- Comparação Digsilent-PacDyn do modelo de regulador de tensão EXPIC1(2)



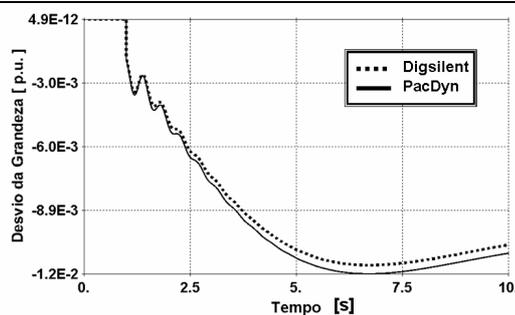
(a) Regulador de Tensão modelo EXST1

Nº	Digsilent		PacDyn		Nº	Digsilent		PacDyn	
	Real	Imaginário	Real	Imaginário		Real	Imaginário	Real	Imaginário
1	-100.057	0	-100.06	0	6	-1.382	-14.423	-1.2505	-14.448
2	-44.706	0	-44.446	0	7	-1.382	14.423	-1.2505	14.448
3	-35.752	0	-35.805	0	8	-1	0	-1	0
4	-19.387	0	-19.321	0	9	-0.283	-0.446	-0.2919	-0.4457
5	-4.183	0	-4.3984	0	10	-0.283	0.446	-0.2919	0.4457

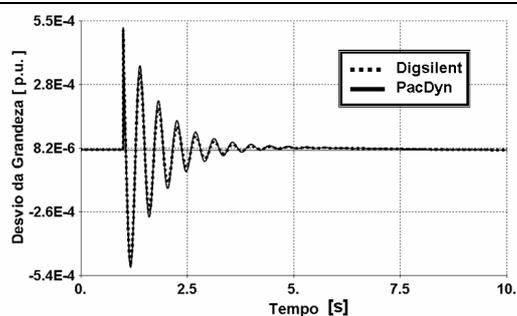
(b) Autovalores



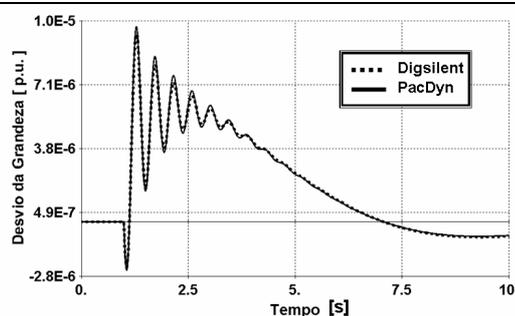
(c) Tensão da Barra



(d) Corrente do campo

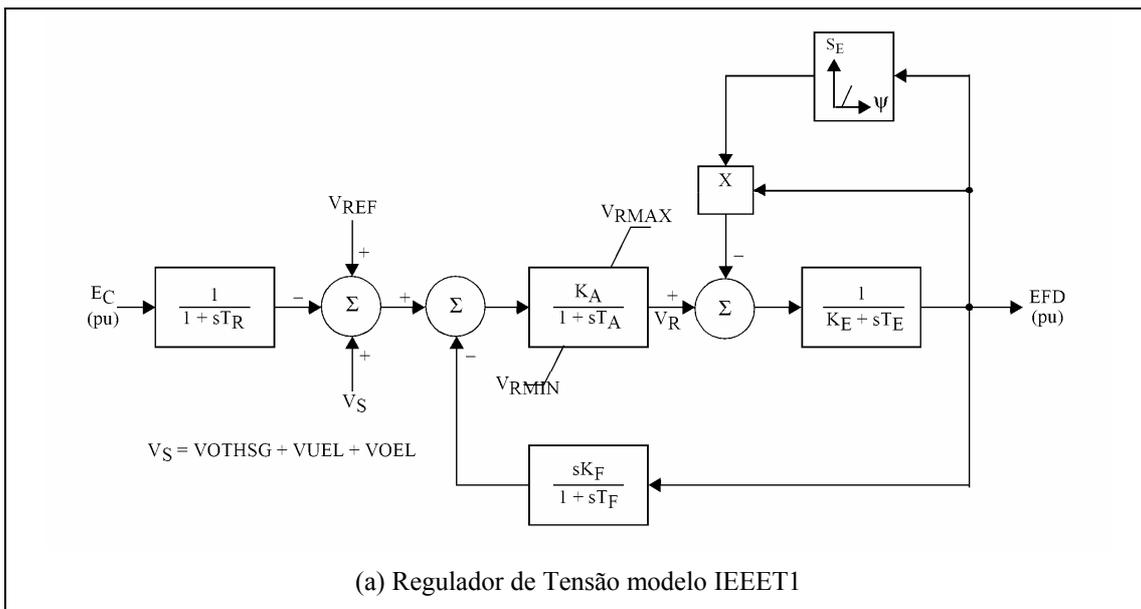


(e) Potência elétrica ativa



(f) Velocidade do rotor

Figura B.15.- Comparação Digsilent-PacDyn do modelo de regulador de tensão EXST1



Nº	Digsilent		PacDyn		Nº	Digsilent		PacDyn	
	Real	Imaginário	Real	Imaginário		Real	Imaginário	Real	Imaginário
1	-52.106	0	-51.239	0	5	-2.637	-12.345	-2.6372	-12.165
2	-31.73	0	-30.48	0	6	-2.637	12.345	-2.6372	12.165
3	-7.366	0	-7.3845	0	7	-0.481	-0.246	-0.525	-0.2255
4	-4.228	0	-4.1948	0	8	-0.481	0.246	-0.525	0.2255

(b) Autovalores

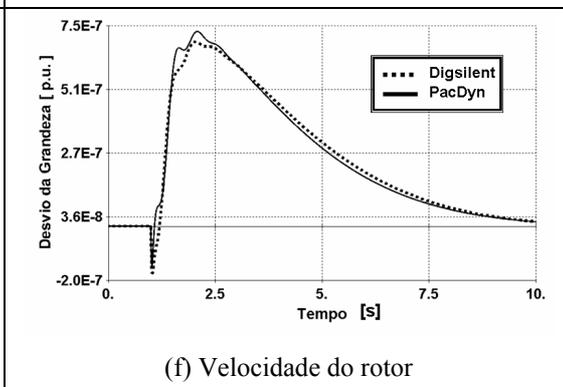
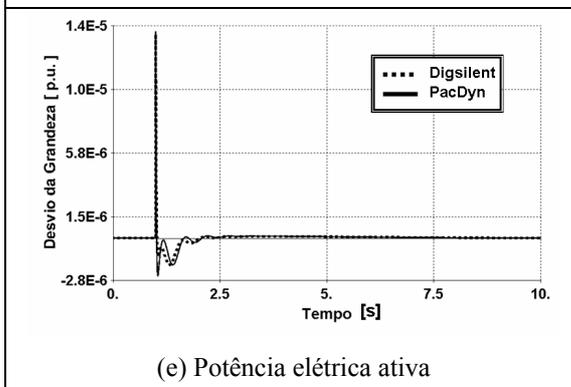
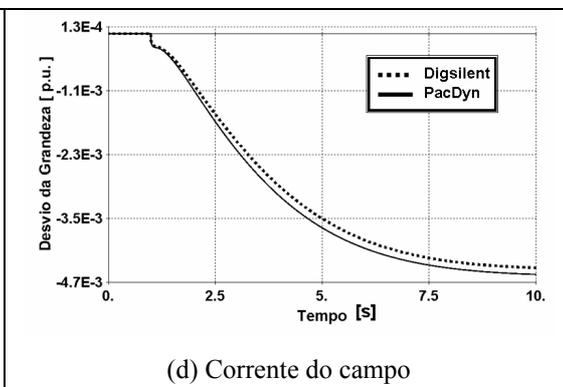
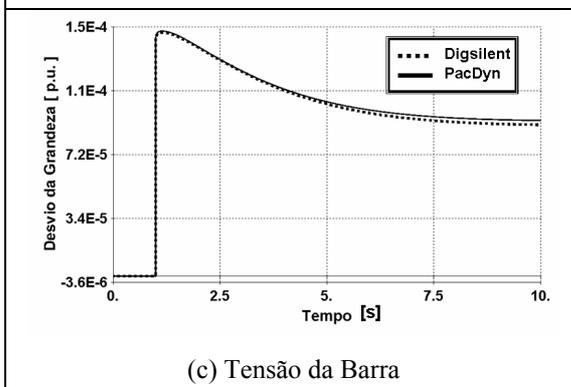
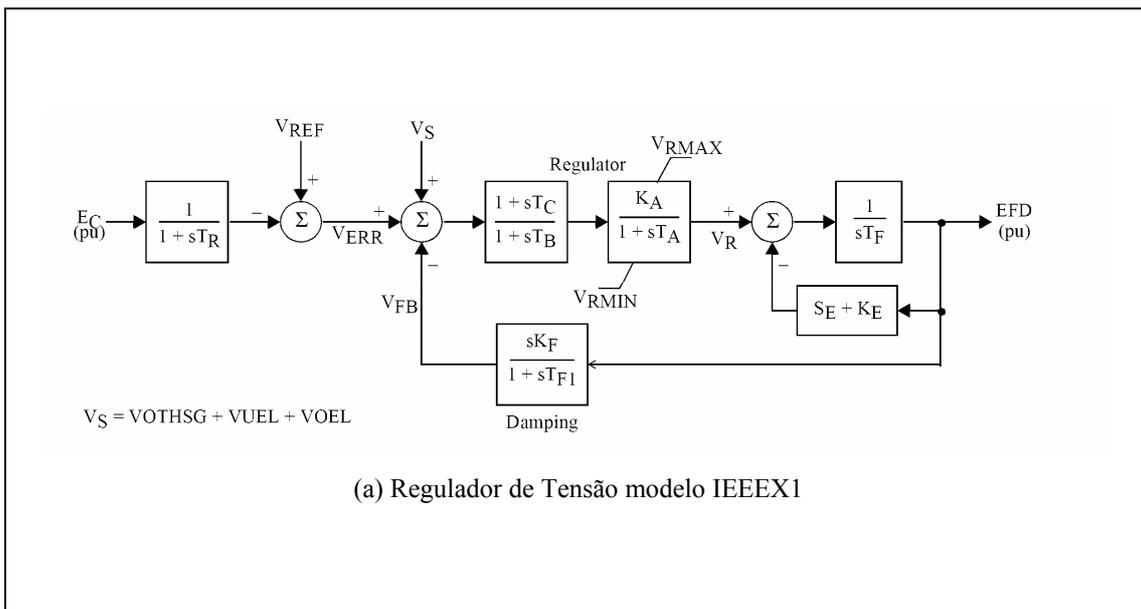


Figura B.16.- Comparação Digsilent-PacDyn do modelo de regulador de tensão IEEE T1



(a) Regulador de Tensão modelo IEEEX1

Nº	Digsilent		PacDyn		Nº	Digsilent		PacDyn	
	Real	Imaginário	Real	Imaginário		Real	Imaginário	Real	Imaginário
1	-49.984	0	-49.999	0	6	-1.312	8.566	-1.2789	8.5449
2	-37.582	0	-36.845	0	7	-1	0	-1	0
3	-21.422	0	-20.62	0	8	-0.467	-5.398	-0.4258	-5.4031
4	-1.162	0	-1.2888	0	9	-0.467	5.398	-0.4258	5.4031
5	-1.312	-8.566	-1.2789	-8.5449	10	-0.195	0	-0.1897	0

(b) Autovalores

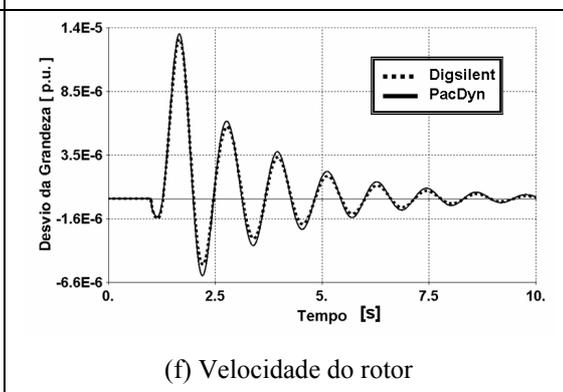
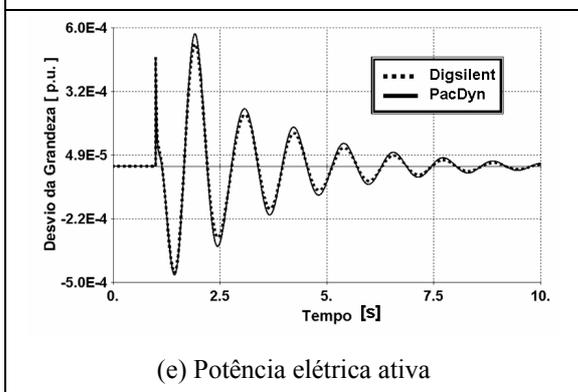
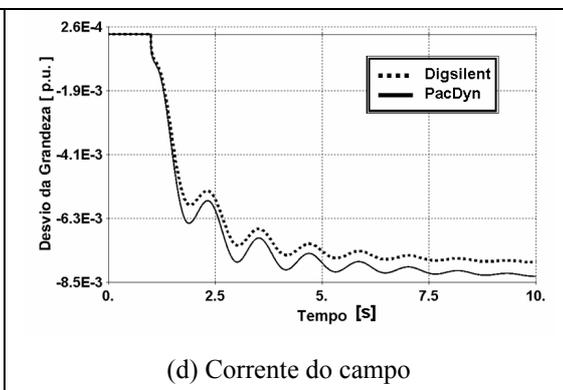
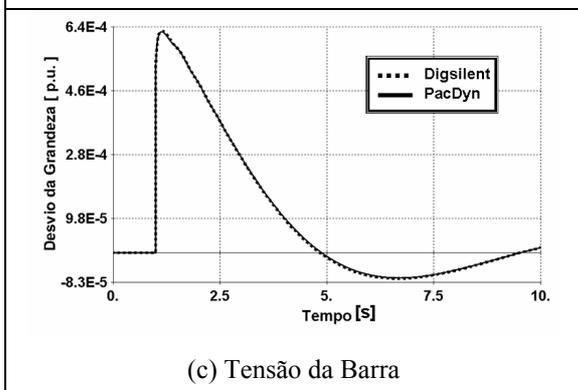
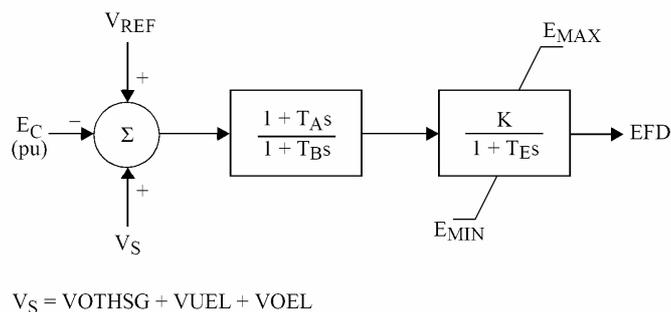


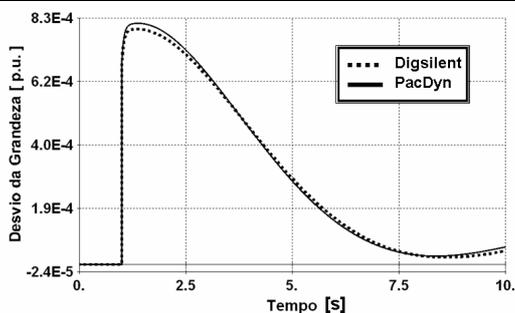
Figura B.17.- Comparação Digsilent-PacDyn do modelo de regulador de tensão IEEEX1



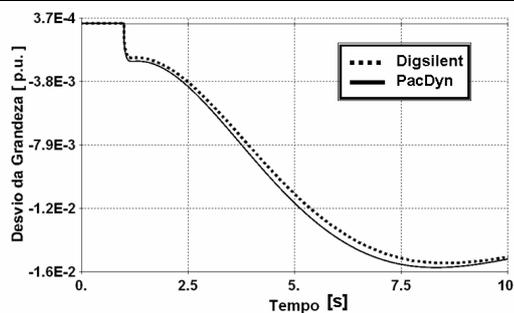
(a) Regulador de Tensão modelo SEXS

Nº	Digsilent		PacDyn		Nº	Digsilent		PacDyn	
	Real	Imaginário	Real	Imaginário		Real	Imaginário	Real	Imaginário
1	-27.229	0	-25.426	0	5	-4.561	9.151	-5.0713	8.2855
2	-23.678	0	-22.608	0	6	-0.234	-0.433	-0.2465	-0.4494
3	-19.624	0	-19.631	0	7	-0.234	0.433	-0.2465	0.4494
4	-4.561	-9.151	-5.0713	-8.2855					

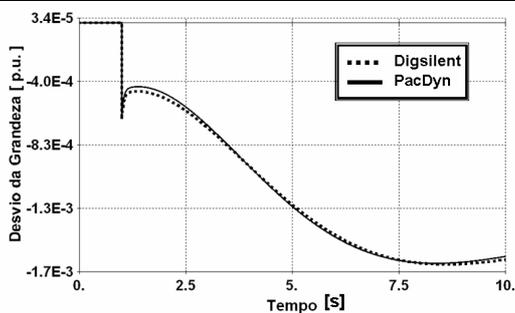
(b) Autovalores



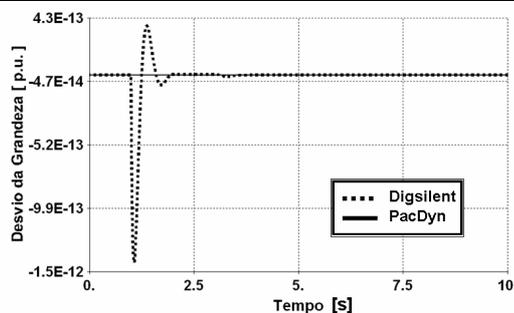
(c) Tensão da Barra



(d) Corrente do campo

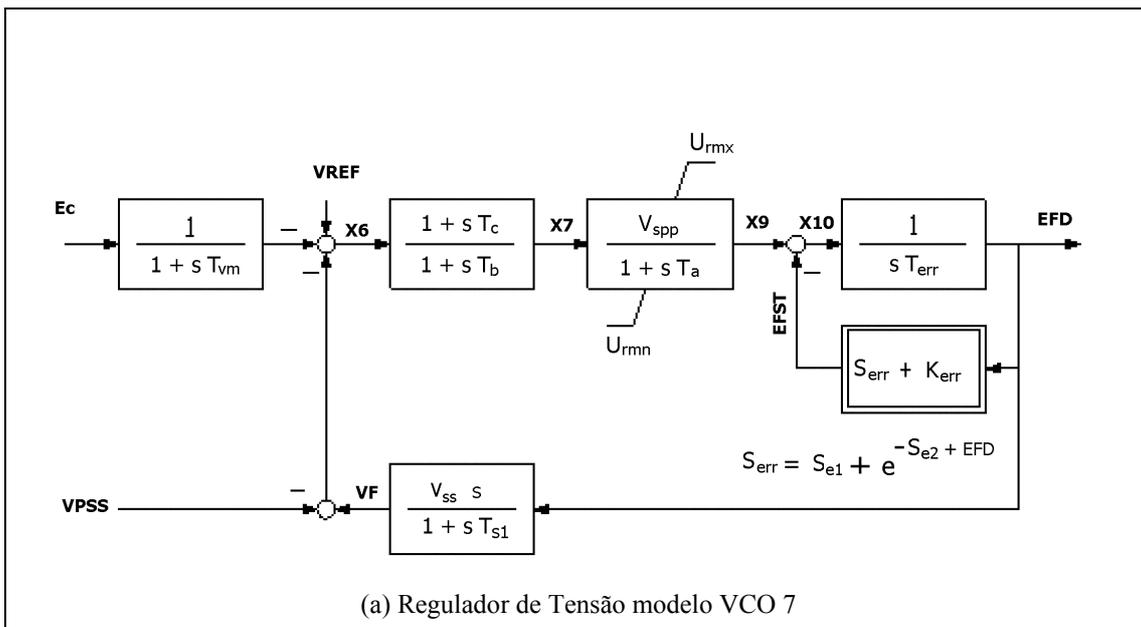


(e) Potência elétrica reativa



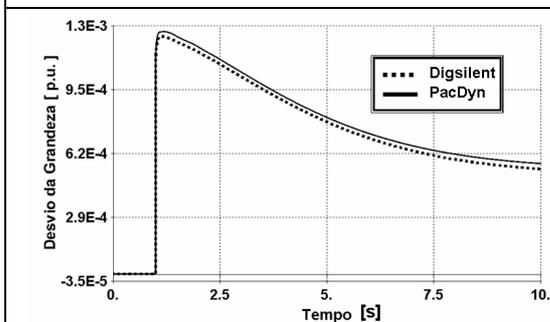
(f) Velocidade do rotor

Figura B.18.- Comparação Digsilent-PacDyn do modelo de regulador de tensão SEXS

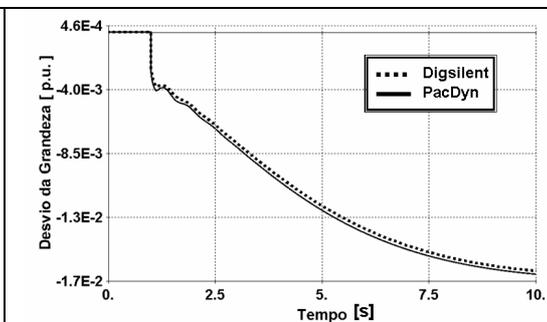


Nº	Digsilent		PacDyn		Nº	Digsilent		PacDyn	
	Real	Imaginário	Real	Imaginário		Real	Imaginário	Real	Imaginário
1	-99.985	0	-99.984	0	6	-1.959	-11.175	-1.8497	-11.21
2	-48.279	0	-47.277	0	7	-1.959	11.175	-1.8497	11.21
3	-23.408	0	-23.161	0	8	-1	0	-1	0
4	-11.095	-40.218	-11.135	-40.223	9	-0.394	-0.206	-0.409	-0.202
5	-11.095	40.218	-11.135	40.223	10	-0.394	0.206	-0.409	0.202

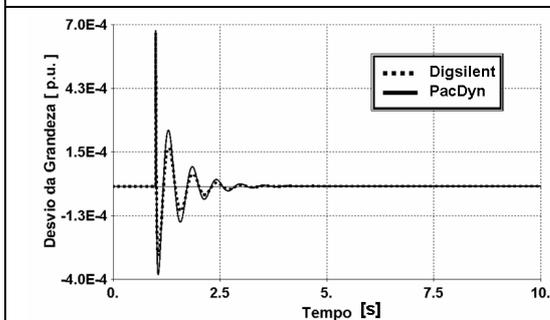
(b) Autovalores



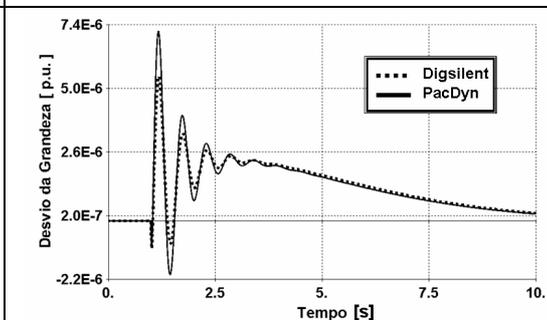
(c) Tensão da Barra



(d) Corrente do campo



(e) Potência elétrica ativa



(f) Velocidade do rotor

Figura B.19.- Comparação Digsilent-PacDyn do modelo de regulador de tensão VCO 7

Apêndice C

Autovalores Nulos Devido ao Conflito no Controle de Tensão

No desenvolvimento deste trabalho, foi notado que o módulo de cálculo de autovalores do **PacDyn**, quando utilizada a opção de identificação dos fatores de participação, acusava erros de convergência, devido à matriz Jacobiano ser singular para essa simulação.

Calcularam-se autovalores sem considerar os fatores de participação, encontrando-se entre eles, dois autovalores reais de valores muito pequenos (1 e 2 na Tabela C.1). A existência de um autovalor real de valor zero ocorre quando uma das máquinas é tomada como referência do sistema, porém a existência de um outro zero não é de esperar.

Tabela C.1.- Lista parcial de autovalores do Sistema Elétrico Peruano

	Real	Imaginary
1	9.25338e-015	0.
2	-1.90971e-014	0.
3	-0.05668	0.
4	-0.06635	0.

Para identificar a natureza destes dois autovalores, calcularam-se os seus fatores de participação, encontrando-se o primeiro autovalor associado à máquina de referência do sistema, e o segundo, aos reguladores automáticos de tensão das máquinas 1 e 2 da barra de número 380 (Huamp10). Os fatores de participação do segundo autovalor são apresentados na Figura C.1.

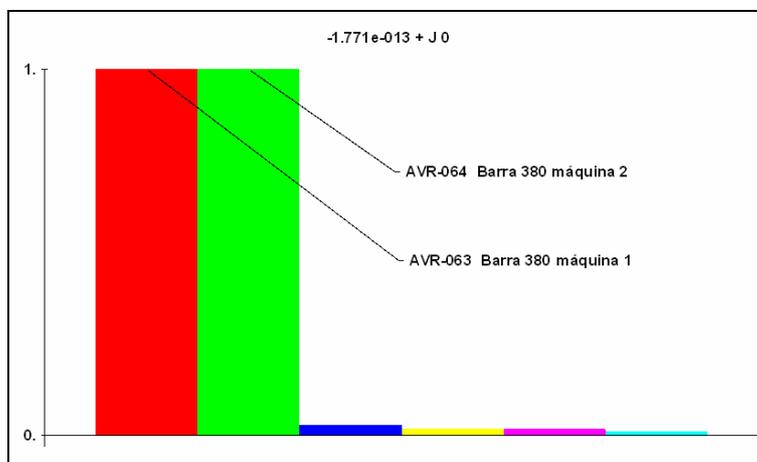


Figura C.1.- Fatores de participação associado ao autovalor 2 da Tabela C.1

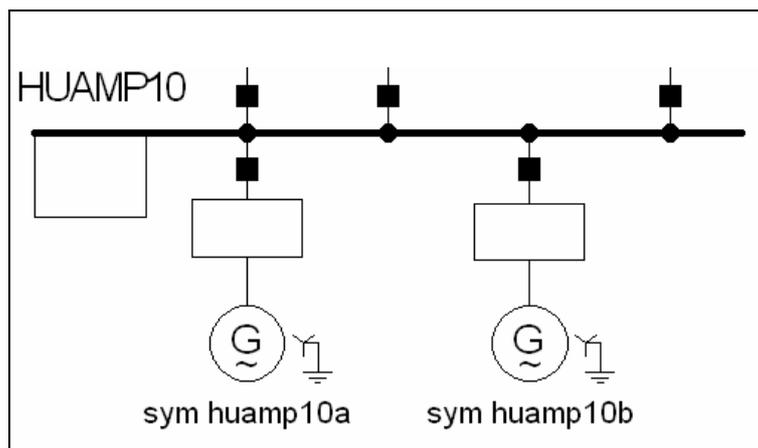


Figura C.2.- Máquinas 1 (huamp 10a) e 2 (huamp 10b) da barra HUAMP10

Os reguladores de tensão destas máquinas são de tipo Proporcional-Integral, sendo representados pelo modelo EXPIC1 da Figura B.14a.

Nota-se que este modelo possui um compensador de carga, representado por uma impedância alimentada pela corrente e tensão dos terminais do gerador (I_T e V_T respectivamente), o que pode ser usado para controlar a tensão em um ponto dentro ou fora da máquina. Porém, os ajustes dos reguladores de tensão usados para simular as máquinas 1 e 2 de Huamp10, no Sistema Elétrico Peruano, têm desconsiderado estes compensadores, originando um conflito no controle de regulação de tensão, como explicado a seguir.

Quando máquinas funcionam em paralelo em uma mesma barra com um transformador elevador comum, como apresenta a Figura C.2, a tensão controlada por cada regulador automático de tensão deve-se fixar dentro de um ponto da máquina. Desta forma, o compensador funcionará como um compensador de corrente reativa, criando uma junção artificial entre as máquinas e assegurando, com isto, um compartilhamento correto da potência reativa entre elas. Sem esta provisão, uma das máquinas tentaria controlar a tensão da barra em um valor ligeiramente mais alto que o outro. Conseqüentemente, esse gerador tenderia a prover toda a potência reativa exigida, enquanto o outro a absorveria até o limite permitido pelos limitadores de sub-excitação [12].

No **PacDyn**, aplicaram-se variações de tensão com sinais opostos nas tensões de referência dos reguladores de tensão das máquinas e monitoraram-se as potências reativas nos seus terminais, como apresentado na Figura C.3, sendo a resposta no tempo à apresentada na Figura C.4. Nota-se que, enquanto a máquina 1 prove potência reativa,

a máquina 2 a absorve.

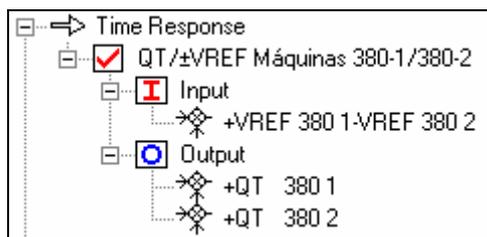


Figura C.3.- Função de transferência para testar o comportamento dos reguladores de tensão das máquinas 1 e 2 da barra HUAMP10.

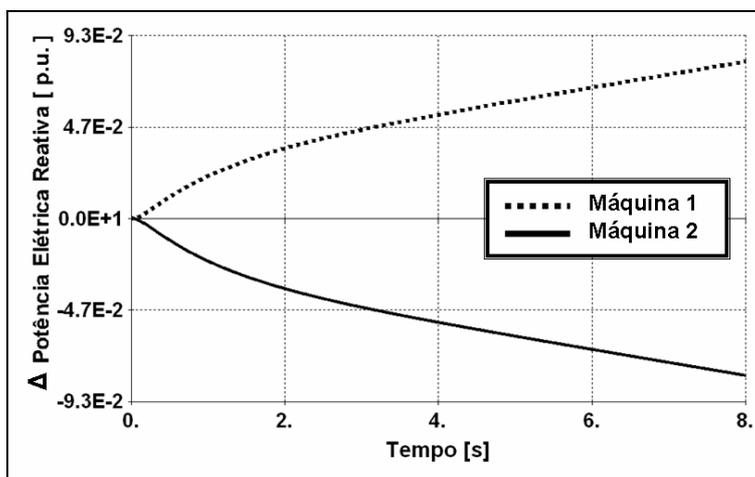


Figura C.4.- Monitoração da resposta no tempo da potência reativa nas máquinas de Huamp10

Para eliminar o conflito de controle de tensão, no **PacDyn**, ambas as máquinas foram modeladas por um equivalente. O novo cálculo dos autovalores, desta vez incluindo os fatores de participação mostrou que o zero devido ao erro de controle não existia mais, como se apresenta na Tabela C.2.

Tabela C.2.- Lista parcial de autovalores do Sistema Elétrico Peruano sem conflito no controle de tensão

	∇ Real	Imaginary	Part. Factor			
1	9.05755e-015	0.	WW	HUIN1	#	184 0
2	-0.05668	0.	X13	AVR-082	#	82 X13
3	-0.06635	0.	X13	AVR-083	#	83 X13
4	-0.1122	0.	X13	AVR-059	#	59 X13

Apêndice D

Modos Eletromecânicos do SEP sem Estabilizadores

Tabela D.1.- Modos eletromecânicos Cenário 7: Estiagem leve

Nº	Real	Imaginário	Módulo	Freq. (Hz)	Amortecimento (%)	Fator de Participação
1	0.04604	5.3608	5.361	0.8532	-0.8588	DELT AGUA13B # 149 0
2	-0.3353	8.407	8.4136	1.338	3.9853	DELT TVCARA # 93 0
3	-0.2225	5.4435	5.4481	0.8664	4.0844	DELT ARIC1 # 201 0
4	-0.414	6.8655	6.878	1.0927	6.0192	WW ARIC1 # 201 0
5	-0.6603	8.8256	8.8503	1.4046	7.4611	DELT CPATO4 # 114 0
6	-0.5538	6.3932	6.4172	1.0175	8.6306	WW VENT C # 100 0
7	-1.0229	10.782	10.83	1.716	9.445	DELT ILOTV4 # 141 0
8	-0.7844	8.1244	8.1622	1.293	9.6106	WW MOYO3 # 390 0
9	-0.8786	9.0169	9.0597	1.4351	9.6983	WW AGUA13A # 148 0
10	-0.9009	9.0832	9.1278	1.4456	9.8701	DELT HCHOR10 # 379 0
11	-0.9662	9.6274	9.6758	1.5323	9.9859	DELT YAU13B # 164 0
12	-2.2921	22.321	22.438	3.5524	10.215	DELT YUNCAN13.8G3# 167 0
13	-2.1066	20.21	20.319	3.2165	10.367	DELT YUNCAN13.8G2# 166 0
14	-0.7899	7.1567	7.2002	1.139	10.971	WW VENT D # 94 0
15	-1.1233	9.9215	9.9849	1.5791	11.25	DELT TALA13 # 129 0
16	-1.0651	9.0715	9.1338	1.4438	11.661	WW SGAB1 # 171 0
17	-1.0987	9.3	9.3647	1.4801	11.733	WW CAHUA1 # 224 0
18	-1.3161	10.643	10.724	1.6939	12.273	WW PARIA 13 # 174 0
19	-1.1295	9.0324	9.1028	1.4376	12.409	DELT MOYO1 # 388 0
20	-1.1301	9.028	9.0985	1.4369	12.421	DELT MOYO2 # 389 0
21	-0.7764	6.0597	6.1092	0.9644	12.709	DELT TALA13 # 129 0
22	-1.4516	10.765	10.863	1.7133	13.363	DELT CALL6B # 448 0
23	-0.9779	7.2209	7.2868	1.1492	13.42	DELT ARIC2 # 202 0
24	-1.3673	10.054	10.147	1.6002	13.475	DELT OROY2.3 # 514 0
25	-1.3997	10.254	10.349	1.632	13.525	DELT CHIMAY1 # 150 0
26	-1.2879	8.9094	9.002	1.418	14.307	WW MAT12A # 188 0
27	-1.5175	10.496	10.605	1.6705	14.309	WW MALP3 # 444 0
28	-1.1378	7.7552	7.8382	1.2343	14.516	WW SAM1 # 156 0
29	-1.138	7.7534	7.8365	1.234	14.522	WW SAM3 # 158 0
30	-1.138	7.7534	7.8365	1.234	14.522	WW SAM3 # 158 0
31	-1.7294	11.7	11.827	1.8622	14.622	DELT CHAR4A # 456 0
32	-1.6901	11.359	11.484	1.8078	14.717	DELT PACHA2.3 # 515 0
33	-1.1394	7.5542	7.6397	1.2023	14.914	DELT SAM6 # 161 0
34	-1.3832	9.0875	9.1921	1.4463	15.048	DELT RON3 # 155 0
35	-1.1499	7.4224	7.5109	1.1813	15.31	DELT SAM7 # 162 0
36	-1.1499	7.4224	7.5109	1.1813	15.31	WW SAM5 # 160 0
37	-1.7652	11.384	11.52	1.8119	15.323	DELT CALL6A # 447 0
38	-1.7656	11.375	11.511	1.8104	15.338	WW CALL6B # 448 0
39	-1.7754	11.333	11.472	1.8037	15.477	DELT YAU13A # 163 0
40	-1.5852	10.059	10.184	1.601	15.566	DELT CARH1 # 307 0
41	-1.4934	9.4258	9.5434	1.5002	15.648	DELT RON3 # 155 0
42	-1.4934	9.4258	9.5434	1.5002	15.648	WW RON3 # 155 0
43	-1.7032	10.701	10.836	1.7031	15.718	DELT CALLAH8 # 438 0
44	-2.2655	13.986	14.168	2.2259	15.99	DELT CHAR3 # 455 0
45	-2.3029	13.763	13.954	2.1904	16.504	WW MACH1 # 168 0
46	-2.3028	13.762	13.953	2.1902	16.504	WW MACH2 # 169 0
47	-2.5388	14.47	14.691	2.303	17.281	DELT CHAVI # 457 0
48	-2.5185	14.265	14.486	2.2704	17.386	DELT HUAMP10 # 380 2
49	-2.2003	12.33	12.525	1.9624	17.567	WW CPATO1 # 111 0
50	-2.2004	12.328	12.523	1.9621	17.57	DELT CPATO2 # 112 0
51	-2.2004	12.328	12.523	1.9621	17.57	WW CPATO2 # 112 0
52	-3.6225	19.441	19.776	3.0941	18.318	DELT ILOTV1 # 138 0
53	-2.7644	10.934	11.278	1.7403	24.51	DELT CHAVG3 # 134 0
54	-3.0566	11.472	11.872	1.8258	25.746	DELT YANA10 # 417 0
55	-4.9387	16.547	17.268	2.6336	28.6	WW HUAMP10 # 380 1
56	-4.5043	13.566	14.295	2.1592	31.51	DELT IND10A # 253 0
57	-6.4764	16.585	17.805	2.6396	36.374	DELT ANTA6A # 446 0

Tabela D.2.- Modos eletromecânicos Cenário 1: Cheia pesada

Nº	Real	Imaginario	Módulo	Freq. (Hz)	Amortecimento (%)	Fator de Participação
1	0.136	5.2551	5.2569	0.8364	-2.5863	WW AGUA13B # 149 0
2	-0.04829	4.0824	4.0826	0.6497	1.1828	DELT TALA13 # 129 0
3	-0.3089	7.3297	7.3362	1.1666	4.2111	DELT CURM10 # 318 0
4	-0.3213	6.9159	6.9234	1.1007	4.6411	WW VENT C # 100 0
5	-0.4143	8.2893	8.2997	1.3193	4.9923	WW YAU13A # 163 0
6	-0.6443	10.783	10.802	1.7162	5.964	DELT YARI10 # 418 0
7	-0.5454	8.9571	8.9737	1.4256	6.0777	DELT SGAB1 # 171 0
8	-0.5708	9.2859	9.3034	1.4779	6.1355	WW CHIMAY1 # 150 0
9	-0.3484	5.6029	5.6137	0.8917	6.207	DELT GDMOLL # 135 0
10	-0.4252	6.0064	6.0214	0.9559	7.0621	WW GDMOLL # 135 0
11	-0.486	6.6903	6.7079	1.0648	7.2454	WW VENT C # 100 0
12	-0.6465	8.806	8.8297	1.4015	7.3224	DELT TVCARA # 93 0
13	-0.7776	9.328	9.3604	1.4846	8.3068	WW HCHOR10 # 379 0
14	-0.7737	8.913	8.9465	1.4185	8.6486	DELT CTTUM10 # 317 0
15	-0.7103	8.1584	8.1892	1.2984	8.6738	WW MOYO3 # 390 0
16	-0.9108	9.9436	9.9852	1.5826	9.1219	DELT CHIMAY1 # 150 0
17	-1.1093	12.023	12.074	1.9135	9.1876	DELT PIURATG10 # 333 1
18	-0.85	9.1677	9.207	1.4591	9.2322	WW AGUA13A # 148 0
19	-1.0509	11.127	11.177	1.7709	9.4029	DELT TALA13 # 129 0
20	-0.9017	8.6829	8.7296	1.3819	10.329	WW CAHUA2 # 225 0
21	-1.0991	10.343	10.401	1.6462	10.567	DELT POECHOS 10 # 334 0
22	-1.0546	9.8021	9.8586	1.56	10.697	DELT PACMAN # 512 0
23	-1.1926	10.574	10.641	1.6829	11.207	DELT MAT12B # 189 0
24	-1.1555	10.197	10.262	1.6229	11.26	DELT CHAVG3 # 134 0
25	-1.3983	11.918	12	1.8968	11.653	DELT CALL6C # 449 0
26	-1.1759	9.9653	10.034	1.586	11.719	DELT MALP3 # 444 0
27	-0.9778	8.1768	8.235	1.3014	11.874	WW CURM10 # 318 0
28	-1.7537	14.555	14.661	2.3166	11.962	DELT GD1CHIL # 358 0
29	-1.405	11.596	11.681	1.8456	12.028	DELT GALL1 # 199 0
30	-1.1204	9.1319	9.2004	1.4534	12.178	WW MOYO1 # 388 0
31	-1.121	9.1278	9.1964	1.4527	12.19	DELT MOYO2 # 389 0
32	-1.4157	11.5	11.587	1.8303	12.218	DELT CHICL10 # 313 0
33	-1.1499	9.2905	9.3614	1.4786	12.283	DELT PARI13 # 174 0
34	-1.3539	10.913	10.997	1.7368	12.312	DELT CATKAT # 469 0
35	-1.2935	10.229	10.31	1.628	12.545	WW PACMAN # 512 0
36	-1.4027	11.069	11.158	1.7617	12.572	DELT MAT12A # 188 0
37	-1.5378	12.055	12.153	1.9187	12.654	WW YAU13B # 164 0
38	-1.9153	14.932	15.054	2.3764	12.723	DELT GD2CHIL # 223 0
39	-1.0054	7.7967	7.8613	1.2409	12.79	DELT ARIC2 # 202 0
40	-1.2214	9.3508	9.4302	1.4882	12.952	DELT CALANA # 203 0
41	-1.1867	8.8661	8.9451	1.4111	13.266	WW SAM1 # 156 0
42	-1.1876	8.8581	8.9374	1.4098	13.288	DELT SAM2 # 157 0
43	-1.1883	8.8517	8.9311	1.4088	13.305	DELT SAM3 # 158 0
44	-1.1969	8.7112	8.7931	1.3864	13.612	DELT SAM6 # 161 0
45	-1.4109	10.257	10.354	1.6325	13.626	DELT RON1 # 153 0
46	-1.2082	8.6166	8.7009	1.3714	13.886	DELT SAM6 # 161 0
47	-1.2082	8.6166	8.7009	1.3714	13.886	DELT SAM7 # 162 0
48	-1.8091	12.894	13.021	2.0522	13.894	DELT CALL6A # 447 0
49	-1.8103	12.883	13.01	2.0504	13.915	WW CALL6B # 448 0
50	-1.4935	10.585	10.69	1.6847	13.971	WW RON2 # 154 0
51	-1.4999	10.574	10.679	1.6828	14.045	DELT RON1 # 153 0
52	-1.5788	11.088	11.2	1.7648	14.096	DELT CARH3 # 309 0
53	-1.579	11.089	11.201	1.7648	14.097	WW CARH1 # 307 0
54	-1.5105	10.344	10.454	1.6463	14.45	WW OROY2.3 # 514 0
55	-1.2711	8.6255	8.7187	1.3728	14.579	WW MALACAS # 173 0
56	-1.8384	12.205	12.343	1.9425	14.895	DELT HUIN4 # 187 0
57	-1.7944	11.86	11.995	1.8876	14.959	WW CHAR4A # 456 0
58	-1.8479	12.142	12.282	1.9325	15.046	WW HUIN2 # 185 0
59	-1.5886	10.306	10.428	1.6403	15.234	DELT PACHA2.3 # 515 0
60	-2.236	14.005	14.183	2.229	15.766	DELT CHAR3 # 455 0
61	-1.8575	11.588	11.736	1.8443	15.827	WW HUIN1 # 184 0
62	-2.0505	12.755	12.919	2.0301	15.872	DELT CPATO1 # 111 0
63	-1.9558	12.165	12.321	1.9361	15.873	DELT SGAB1 # 171 0
64	-2.0506	12.754	12.917	2.0298	15.874	DELT CPATO4 # 114 0
65	-2.0506	12.754	12.917	2.0298	15.874	DELT CPATO6 # 116 0
66	-2.0506	12.754	12.917	2.0298	15.874	WW CPATO4 # 114 0
67	-2.0506	12.754	12.917	2.0298	15.874	WW CPATO4 # 114 0
68	-1.7867	11.083	11.226	1.7638	15.917	DELT CALLAH8 # 438 0
69	-2.1603	12.989	13.167	2.0673	16.406	DELT GALL1 # 199 0
70	-2.5137	14.903	15.114	2.3719	16.632	DELT CHAVI # 457 0
71	-2.3387	13.856	14.052	2.2053	16.643	WW MACH1 # 168 0
72	-2.3387	13.852	14.048	2.2046	16.648	DELT MACH3 # 170 0
73	-1.7811	10.519	10.669	1.6742	16.695	WW CAHUA1 # 224 0
74	-2.4496	14.034	14.246	2.2336	17.195	DELT HUAMP10 # 380 2
75	-3.4441	19.599	19.899	3.1193	17.308	DELT ILOTY1 # 138 0
76	-2.5014	14.202	14.42	2.2602	17.347	DELT CHIMAY2 # 151 0
77	-2.3217	12.891	13.098	2.0516	17.725	DELT YANA10 # 417 0
78	-2.1358	10.585	10.798	1.6846	19.78	DELT CALAN2 # 354 0
79	-4.1861	14.686	15.271	2.3374	27.412	DELT IND10A # 253 0
80	-4.6431	16.108	16.764	2.5636	27.697	DELT HUAMP10 # 380 2
81	-7.8483	15.114	17.031	2.4055	46.084	DELT ANTA6A # 446 0

Tabela D.3.- Modos eletromecânicos Cenário 2: Cheia média

Nº	Real	Imaginário	Módulo	Freq. (Hz)	Amortecimento (%)	Fator de Participação
1	0.1822	5.3791	5.3822	0.8561	-3.3851	WW AGUA13B # 149 0
2	0.05859	4.2807	4.2811	0.6813	-1.3685	DELT TALA13 # 129 0
3	-0.2754	6.3781	6.3841	1.0151	4.3135	WW VENT C # 100 0
4	-0.3472	7.4304	7.4385	1.1826	4.6678	DELT CURM10 # 318 0
5	-0.3146	5.8136	5.8221	0.9253	5.4036	DELT ARIC1 # 201 0
6	-0.3682	6.7687	6.7787	1.0773	5.4323	WW VENT C # 100 0
7	-0.4765	8.7486	8.7615	1.3924	5.439	DELT TVCARA # 93 0
8	-0.4637	8.3196	8.3325	1.3241	5.5644	WW YAU13A # 163 0
9	-0.513	8.9126	8.9273	1.4185	5.7461	DELT SGAB2 # 172 0
10	-0.5853	9.2873	9.3057	1.4781	6.2893	WW CHIMAY1 # 150 0
11	-0.6631	8.1597	8.1866	1.2987	8.0999	WW MOYO2 # 389 0
12	-0.874	9.7313	9.7705	1.5488	8.9453	DELT CHIMAY1 # 150 0
13	-0.8266	9.1738	9.2109	1.4601	8.9738	WW HCHOR10 # 379 0
14	-0.8276	9.1827	9.2199	1.4615	8.9765	WW AGUA13B # 149 0
15	-1.048	11.407	11.455	1.8155	9.149	WW POECHOS 10 # 334 0
16	-0.8369	8.8894	8.9287	1.4148	9.3732	WW CAHUA2 # 225 0
17	-1.0923	10.921	10.975	1.7381	9.9524	DELT GALL1 # 199 0
18	-1.0884	10.54	10.596	1.6774	10.272	DELT TALA13 # 129 0
19	-0.9269	8.9434	8.9913	1.4234	10.309	DELT MALACAS # 173 0
20	-1.1663	10.11	10.177	1.6091	11.46	DELT CHAVG3 # 134 0
21	-1.1047	9.2091	9.2752	1.4657	11.911	WW MOYO1 # 388 0
22	-1.1053	9.205	9.2711	1.465	11.922	WW MOYO2 # 389 0
23	-1.2423	10.289	10.364	1.6376	11.987	DELT MAT12B # 189 0
24	-1.1999	9.8717	9.9443	1.5711	12.066	DELT MALP3 # 444 0
25	-1.3906	11.212	11.298	1.7845	12.308	DELT CALL6B # 448 0
26	-1.2173	9.4384	9.5166	1.5022	12.791	DELT PARI13 # 174 0
27	-1.5733	12.15	12.252	1.9338	12.842	WW YAU13B # 164 0
28	-1.4034	10.686	10.778	1.7007	13.021	DELT MAT12A # 188 0
29	-1.1588	8.7357	8.8122	1.3903	13.149	WW SAM1 # 156 0
30	-1.1597	8.7276	8.8044	1.389	13.172	DELT SAM2 # 157 0
31	-1.1604	8.721	8.7979	1.388	13.19	DELT SAM3 # 158 0
32	-1.0954	8.1533	8.2265	1.2976	13.315	WW CURM10 # 318 0
33	-0.974	7.1701	7.236	1.1412	13.461	DELT ARIC2 # 202 0
34	-1.3728	10.102	10.195	1.6078	13.465	DELT RON1 # 153 0
35	-1.1696	8.5738	8.6532	1.3646	13.517	DELT SAM6 # 161 0
36	-1.5305	11.16	11.264	1.7761	13.587	DELT CARH3 # 309 0
37	-1.5307	11.16	11.265	1.7762	13.588	DELT CARH1 # 307 0
38	-1.1811	8.4765	8.5584	1.3491	13.8	DELT SAM5 # 160 0
39	-1.1811	8.4765	8.5584	1.3491	13.8	WW SAM7 # 162 0
40	-1.4556	10.421	10.522	1.6585	13.834	DELT RON3 # 155 0
41	-1.4622	10.409	10.511	1.6566	13.911	DELT RON1 # 153 0
42	-1.7157	11.948	12.071	1.9016	14.213	WW CALL6A # 447 0
43	-1.7163	11.938	12.061	1.9001	14.23	DELT CALL6C # 449 0
44	-1.5194	10.257	10.369	1.6324	14.653	WW OROY2.3 # 514 0
45	-1.78	11.947	12.079	1.9014	14.737	WW CHAR4A # 456 0
46	-1.6144	10.645	10.767	1.6943	14.994	WW CAHUA1 # 224 0
47	-1.82	11.987	12.124	1.9077	15.011	WW HUIN2 # 185 0
48	-1.82	11.987	12.124	1.9077	15.011	WW HUIN3 # 186 0
49	-1.7741	11.211	11.35	1.7842	15.631	WW HUIN1 # 184 0
50	-1.7676	11.101	11.241	1.7667	15.725	DELT CALLAH8 # 438 0
51	-2.0433	12.814	12.976	2.0394	15.747	WW CPATO1 # 111 0
52	-2.0433	12.812	12.974	2.0392	15.749	DELT CPATO2 # 112 0
53	-2.0433	12.812	12.974	2.0392	15.749	DELT CPATO5 # 115 0
54	-2.0433	12.812	12.974	2.0392	15.749	WW CPATO3 # 113 0
55	-2.0433	12.812	12.974	2.0392	15.749	WW CPATO4 # 114 0
56	-1.9432	12.17	12.324	1.9368	15.768	WW SGAB1 # 171 0
57	-1.632	10.145	10.275	1.6146	15.883	DELT PACHA2.3 # 515 0
58	-2.1033	12.987	13.156	2.067	15.987	DELT GALL1 # 199 0
59	-2.3096	14.095	14.283	2.2433	16.171	DELT CHAR3 # 455 0
60	-3.1249	18.947	19.203	3.0155	16.273	DELT ILOTV1 # 138 0
61	-2.3026	13.756	13.947	2.1893	16.509	WW MACH1 # 168 0
62	-2.3024	13.755	13.946	2.1891	16.51	WW MACH3 # 170 0
63	-2.384	14.203	14.402	2.2605	16.553	DELT HUAMP10 # 380 2
64	-2.511	14.215	14.435	2.2624	17.395	DELT CHIMAY2 # 151 0
65	-2.3537	13.085	13.295	2.0825	17.704	DELT YANA10 # 417 0
66	-2.4839	13.712	13.935	2.1823	17.824	DELT CHAV1 # 457 0
67	-3.7979	15.514	15.972	2.4691	23.779	DELT IND10A # 253 0
68	-4.7095	16.539	17.196	2.6322	27.387	DELT HUAMP10 # 380 1
69	-6.5092	16.59	17.822	2.6404	36.524	DELT ANTA6A # 446 0

Tabela D.4.- Modos eletromecânicos Cenário 3: Cheia leve

Nº	Real	Imaginário	Módulo	Freq. (Hz)	Amortecimento (%)	Fator de Participação
1	0.0761	5.3862	5.3867	0.8572	-1.41	DELT AGUA13B # 149 0
2	-0.3602	6.6465	6.6562	1.0578	5.41	DELT SGAB1 # 171 0
3	-0.4886	8.3391	8.3534	1.3272	5.85	WW YAU13A # 163 0
4	-0.537	8.5067	8.5236	1.3539	6.3	DELT MACH3 # 170 0
5	-0.3993	5.8034	5.8171	0.9236	6.86	DELT ARIC1 # 201 0
6	-0.414	5.1046	5.1214	0.8124	8.08	WW TALA13 # 129 0
7	-0.6771	8.1609	8.189	1.2989	8.27	WW TALA13 # 129 0
8	-0.754	7.9491	7.9848	1.2651	9.44	WW CAHUA2 # 225 0
9	-0.8989	9.0655	9.1099	1.4428	9.87	WW AGUA13A # 148 0
10	-0.9592	9.4097	9.4585	1.4976	10.14	WW HCHOR10 # 379 0
11	-0.8677	8.3805	8.4253	1.3338	10.3	WW TVCARA # 93 0
12	-1.0733	10.1811	10.2376	1.6204	10.48	DELT CHIMAY1 # 150 0
13	-0.8886	8.1043	8.1529	1.2898	10.9	DELT CAHUA2 # 225 0
14	-0.7066	6.3494	6.3886	1.0105	11.06	WW VENT C # 100 0
15	-1.1372	9.6276	9.6945	1.5323	11.73	DELT TALA13 # 129 0
16	-1.1209	9.1032	9.172	1.4488	12.22	WW MOYO1 # 388 0
17	-1.1215	9.099	9.1678	1.4481	12.23	DELT MOYO2 # 389 0
18	-1.226	9.6537	9.7312	1.5364	12.6	WW MAT12A # 188 0
19	-1.4137	10.8767	10.9682	1.7311	12.89	DELT CALL6B # 448 0
20	-1.0849	8.1774	8.2491	1.3015	13.15	WW SAM1 # 156 0
21	-1.085	8.1761	8.2478	1.3013	13.16	DELT SAM4 # 159 0
22	-1.085	8.1761	8.2478	1.3013	13.16	WW SAM2 # 157 0
23	-1.2546	9.3638	9.4474	1.4903	13.28	WW RON3 # 155 0
24	-1.5582	11.5519	11.6565	1.8385	13.37	DELT GALL2 # 200 0
25	-1.332	9.8136	9.9035	1.5619	13.45	DELT PARIA 13 # 174 0
26	-0.9786	7.1733	7.2397	1.1417	13.52	WW ARIC2 # 202 0
27	-1.0998	7.9305	8.0064	1.2622	13.74	DELT SAM5 # 160 0
28	-1.6113	11.5019	11.6142	1.8306	13.87	WW YAU13B # 164 0
29	-1.3658	9.7363	9.8316	1.5496	13.89	DELT RON1 # 153 0
30	-1.3658	9.7363	9.8316	1.5496	13.89	DELT RON3 # 155 0
31	-1.522	10.6354	10.7438	1.6927	14.17	DELT MALP3 # 444 0
32	-1.116	7.7923	7.8718	1.2402	14.18	DELT SAM6 # 161 0
33	-1.4392	10.0491	10.1517	1.5994	14.18	WW OROY2.3 # 514 0
34	-1.116	7.7923	7.8718	1.2402	14.18	WW SAM5 # 160 0
35	-1.7278	11.5647	11.6931	1.8406	14.78	DELT CALL6A # 447 0
36	-1.7282	11.5553	11.6838	1.8391	14.79	DELT CALL6B # 448 0
37	-1.5388	10.2082	10.3236	1.6247	14.91	WW HUI1 # 184 0
38	-1.7105	11.2779	11.4069	1.7949	14.99	DELT PACHA2.3 # 515 0
39	-1.7995	11.8285	11.9646	1.8826	15.04	DELT CHAR4A # 456 0
40	-1.7539	11.0608	11.199	1.7604	15.66	DELT CALLAH8 # 438 0
41	-1.6151	10.1657	10.2932	1.6179	15.69	WW CARH1 # 307 0
42	-1.6151	10.165	10.2925	1.6178	15.69	WW CARH2 # 308 0
43	-2.9734	18.5942	18.8304	2.9594	15.79	DELT ILOTV1 # 138 0
44	-2.2755	13.9926	14.1764	2.227	16.05	DELT CHAR3 # 455 0
45	-2.2975	13.7405	13.9313	2.1869	16.49	DELT MACH1 # 168 0
46	-2.2974	13.7406	13.9313	2.1869	16.49	WW MACH2 # 169 0
47	-1.6369	9.3865	9.5281	1.4939	17.18	DELT CHAVG3 # 134 0
48	-2.2031	12.5597	12.7515	1.9989	17.28	DELT YANA10 # 417 0
49	-2.5537	14.4351	14.6593	2.2974	17.42	DELT CHAVI # 457 0
50	-2.1643	12.0677	12.2602	1.9206	17.65	DELT CPATO1 # 111 0
51	-2.1645	12.0649	12.2575	1.9202	17.66	DELT CPATO4 # 114 0
52	-2.1645	12.0649	12.2575	1.9202	17.66	DELT CPATO5 # 115 0
53	-2.1645	12.0649	12.2575	1.9202	17.66	WW CPATO6 # 116 0
54	-2.1645	12.0649	12.2575	1.9202	17.66	WW CPATO6 # 116 0
55	-2.4672	13.6315	13.853	2.1695	17.81	DELT HUAMP10 # 380 1
56	-2.1236	10.9559	11.1598	1.7437	19.03	DELT SGAB2 # 172 0
57	-1.9056	9.6999	9.8853	1.5438	19.28	WW CAHUA1 # 224 0
58	-4.5888	15.6168	16.277	2.4855	28.19	DELT HUAMP10 # 380 1
59	-6.0019	17.21	18.2266	2.7391	32.93	DELT ANTA6A # 446 0
60	-4.7957	10.0574	11.1423	1.6007	43.04	DELT IND10A # 253 0

Tabela D.5.- Modos eletromecânicos Cenário 4: Variante

Nº	Real	Imaginario	Módulo	Freq. (Hz)	Amortecimento (%)	Fator de Participação
1	0.511	3.2336	3.2737	0.5146	-15.61	DELT TALA13 # 129 0
2	0.2399	5.1379	5.1435	0.8177	-4.6649	WW AGUA13B # 149 0
3	-0.1842	7.0684	7.0708	1.125	2.6057	WW MALACAS # 173 0
4	-0.2495	6.8162	6.8207	1.0848	3.6575	WW ARIC1 # 201 0
5	-0.4603	8.2883	8.301	1.3191	5.5454	DELT YAU13A # 163 0
6	-0.6409	10.782	10.801	1.716	5.9337	DELT YARI10 # 418 0
7	-0.3682	6.1283	6.1393	0.9753	5.9967	DELT ARIC1 # 201 0
8	-0.5459	8.9572	8.9738	1.4256	6.0829	DELT SGAB1 # 171 0
9	-0.6016	9.1706	9.1903	1.4595	6.5461	WW CHIMAY1 # 150 0
10	-0.5781	7.9962	8.0171	1.2726	7.2112	WW MOYO2 # 389 0
11	-0.6443	8.8079	8.8314	1.4018	7.2961	DELT TVCARA # 93 0
12	-0.4415	5.7136	5.7307	0.9094	7.7033	DELT GDMOLL # 135 0
13	-0.7584	9.7797	9.809	1.5565	7.7313	DELT CHIMAY1 # 150 0
14	-0.7222	8.9246	8.9537	1.4204	8.0655	DELT CTTUM10 # 317 0
15	-0.7843	9.375	9.4077	1.4921	8.337	DELT HCHOR10 # 379 0
16	-0.7619	8.6413	8.6748	1.3753	8.7831	WW CAHUA2 # 225 0
17	-0.8184	9.1817	9.2181	1.4613	8.878	WW AGUA13A # 148 0
18	-1.0987	12.084	12.133	1.9231	9.0553	DELT PIURATG10 # 333 1
19	-1.0344	11.062	11.11	1.7606	9.3101	DELT TALA13 # 129 0
20	-1.0883	10.443	10.5	1.6621	10.365	DELT POECHOS 10 # 334 0
21	-0.8804	8.4002	8.4462	1.3369	10.424	DELT CURM10 # 318 0
22	-1.0383	9.8569	9.9114	1.5688	10.476	DELT PACMAN # 512 0
23	-1.1539	10.477	10.541	1.6675	10.947	DELT MAT12B # 189 0
24	-1.3308	11.758	11.834	1.8714	11.246	DELT GALL1 # 199 0
25	-1.154	10.195	10.26	1.6226	11.247	DELT CHAVG3 # 134 0
26	-1.3881	11.932	12.013	1.8991	11.555	DELT CALL6C # 449 0
27	-1.1687	9.9919	10.06	1.5903	11.618	DELT MALP3 # 444 0
28	-1.7532	14.563	14.668	2.3177	11.952	DELT GD1CHIL # 358 0
29	-1.1122	9.1723	9.2395	1.4598	12.037	WW MOYO1 # 388 0
30	-1.1127	9.1682	9.2355	1.4592	12.048	DELT MOYO3 # 390 0
31	-1.3666	11.222	11.305	1.786	12.089	DELT CATKAT # 469 0
32	-1.1429	9.331	9.4007	1.4851	12.157	DELT PARIA 13 # 174 0
33	-1.2554	10.232	10.309	1.6284	12.178	WW PACMAN # 512 0
34	-1.3725	10.982	11.067	1.7478	12.402	DELT MAT12A # 188 0
35	-1.443	11.434	11.525	1.8198	12.521	DELT CHICL10 # 313 0
36	-1.5353	12.068	12.165	1.9207	12.62	WW YAU13B # 164 0
37	-1.9158	14.943	15.065	2.3783	12.717	DELT GD2CHIL # 223 0
38	-1.0054	7.7973	7.8619	1.241	12.789	DELT ARIC2 # 202 0
39	-1.2207	9.3503	9.4296	1.4881	12.946	DELT CALANA # 203 0
40	-1.1819	8.8847	8.963	1.4141	13.187	WW SAM1 # 156 0
41	-1.1829	8.8769	8.9554	1.4128	13.208	WW SAM2 # 157 0
42	-1.1835	8.8706	8.9492	1.4118	13.225	DELT SAM3 # 158 0
43	-1.523	11.33	11.431	1.8031	13.323	DELT CARH1 # 307 0
44	-1.5294	11.284	11.387	1.7959	13.431	WW CARH2 # 308 0
45	-1.1919	8.7328	8.8137	1.3899	13.523	DELT SAM5 # 160 0
46	-1.4107	10.269	10.365	1.6343	13.61	DELT RON1 # 153 0
47	-1.2032	8.6402	8.7235	1.3751	13.792	DELT SAM5 # 160 0
48	-1.2032	8.6402	8.7235	1.3751	13.792	DELT SAM7 # 162 0
49	-1.8028	12.932	13.057	2.0583	13.807	DELT CALL6A # 447 0
50	-1.8041	12.921	13.046	2.0564	13.828	DELT CALL6B # 448 0
51	-1.4886	10.599	10.703	1.6869	13.907	WW RON2 # 154 0
52	-1.4949	10.588	10.693	1.6851	13.981	WW RON1 # 153 0
53	-1.5006	10.391	10.499	1.6538	14.293	WW OROY2.3 # 514 0
54	-1.8045	12.084	12.218	1.9232	14.77	DELT HUIN3 # 186 0
55	-1.8141	12.02	12.156	1.913	14.924	WW HUIN2 # 185 0
56	-1.5732	10.416	10.534	1.6578	14.934	DELT PACHA2.3 # 515 0
57	-1.7936	11.862	11.997	1.888	14.95	WW CHAR4A # 456 0
58	-1.2931	8.549	8.6463	1.3606	14.956	WW MALACAS # 173 0
59	-2.0053	13.047	13.2	2.0764	15.192	DELT CPATO1 # 111 0
60	-2.0053	13.045	13.198	2.0762	15.194	DELT CPATO3 # 113 0
61	-2.0053	13.045	13.198	2.0762	15.194	DELT CPATO5 # 115 0
62	-2.0053	13.045	13.198	2.0762	15.194	DELT CPATO5 # 115 0
63	-2.0053	13.045	13.198	2.0762	15.194	WW CPATO5 # 115 0
64	-2.0983	13.36	13.524	2.1264	15.515	WW GALL1 # 199 0
65	-1.7541	11.142	11.279	1.7733	15.552	DELT CALLAH8 # 438 0
66	-2.2359	14.006	14.184	2.2292	15.764	DELT CHAR3 # 455 0
67	-1.7131	10.708	10.844	1.7043	15.797	DELT CAHUA1 # 224 0
68	-1.8421	11.506	11.653	1.8313	15.808	WW HUIN1 # 184 0
69	-1.9557	12.165	12.321	1.9361	15.873	DELT SGAB1 # 171 0
70	-2.512	14.909	15.119	2.3728	16.615	DELT CHAVI # 457 0
71	-2.3387	13.856	14.052	2.2053	16.643	WW MACH1 # 168 0
72	-2.3387	13.852	14.048	2.2046	16.648	WW MACH3 # 170 0
73	-2.4327	14.05	14.259	2.2361	17.06	DELT HUAMP10 # 380 1
74	-3.4123	19.596	19.89	3.1187	17.155	DELT ILOTV1 # 138 0
75	-2.5046	14.232	14.451	2.2651	17.332	DELT CHIMAY2 # 151 0
76	-2.3175	12.911	13.117	2.0548	17.668	DELT YANA10 # 417 0
77	-2.1359	10.586	10.8	1.6849	19.777	DELT CALAN2 # 354 0
78	-4.1213	14.877	15.437	2.3677	26.697	DELT IND10A # 253 0
79	-4.6379	16.154	16.806	2.571	27.596	WW HUAMP10 # 380 2
80	-7.827	15.11	17.017	2.4049	45.995	DELT ANTA6A # 446 0

Tabela D.6.- Modos eletromecânicos Cenário 5: Estiagem pesada

Nº	Real	Imaginário	Módulo	Freq. (Hz)	Amortecimento (%)	Factor de Participação
1	-0.1124	5.7708	5.7719	0.9185	1.95	DELT AGUA13A # 148 0
2	-0.2771	7.6312	7.6362	1.2145	3.63	DELT CURM10 # 318 0
3	-0.3189	6.9684	6.9757	1.1091	4.57	DELT SGAB2 # 172 0
4	-0.3209	5.6132	5.6223	0.8934	5.71	DELT ARIC1 # 201 0
5	-0.499	8.7124	8.7266	1.3866	5.72	DELT TVCARA # 93 0
6	-0.5414	9.0052	9.0215	1.4332	6	WW SGAB1 # 171 0
7	-0.3381	5.1808	5.1918	0.8245	6.51	WW TALA13 # 129 0
8	-0.6215	9.5134	9.5336	1.5141	6.52	WW CHIMAY1 # 150 0
9	-0.4752	6.5683	6.5855	1.0454	7.22	WW ARIC1 # 201 0
10	-0.6693	8.6978	8.7235	1.3843	7.67	WW HCHOR10 # 379 0
11	-0.8258	10.2364	10.2697	1.6292	8.04	WW TALA13 # 129 0
12	-0.7496	9.1681	9.1986	1.4591	8.15	DELT HCHOR10 # 379 0
13	-0.7298	8.2817	8.3138	1.3181	8.78	WW MOYO3 # 390 0
14	-0.8138	8.8215	8.8589	1.404	9.19	DELT CURM10 # 318 0
15	-1.062	11.1734	11.2237	1.7783	9.46	WW POECHOS_10 # 334 0
16	-1.0555	11.1122	11.1622	1.7686	9.46	DELT ILOTV4 # 141 0
17	-0.6992	7.2125	7.2464	1.1479	9.65	WW VENT_D # 94 0
18	-1.9086	19.592	19.6847	3.1182	9.7	DELT YUNCAN13.8G1# 165 0
19	-2.202	22.5315	22.6388	3.586	9.73	WW YUNCAN13.8G1# 165 0
20	-2.202	22.5315	22.6388	3.586	9.73	WW YUNCAN13.8G2# 166 0
21	-1.0043	9.9942	10.0445	1.5906	10	WW MAT12B # 189 0
22	-0.9814	9.4138	9.4648	1.4983	10.37	WW AGUA13A # 148 0
23	-0.9283	8.6727	8.7222	1.3803	10.64	WW CAHUA2 # 225 0
24	-1.1691	10.8299	10.8929	1.7236	10.73	DELT GALL2 # 200 0
25	-1.1058	9.8681	9.9298	1.5706	11.14	DELT PARI13 # 174 0
26	-1.2042	10.4586	10.5276	1.6645	11.44	DELT MAT12B # 189 0
27	-1.14	9.8414	9.9072	1.5663	11.51	DELT MALP3 # 444 0
28	-1.4051	11.9052	11.9879	1.8948	11.72	DELT CALL6C # 449 0
29	-1.1137	9.2937	9.3602	1.4791	11.9	WW MOYO1 # 388 0
30	-1.1142	9.2904	9.357	1.4786	11.91	DELT MOYO3 # 390 0
31	-1.2675	10.1608	10.2395	1.6171	12.38	DELT CHAVG3 # 134 0
32	-1.4129	11.0399	11.1299	1.757	12.69	DELT MAT12A # 188 0
33	-1.4777	11.403	11.4984	1.8148	12.85	WW YAU13B # 164 0
34	-1.0228	7.7161	7.7836	1.2281	13.14	DELT ARIC2 # 202 0
35	-1.1967	8.8067	8.8876	1.4016	13.46	WW SAM1 # 156 0
36	-1.1969	8.8052	8.8862	1.4014	13.47	DELT SAM3 # 158 0
37	-1.1969	8.8052	8.8862	1.4014	13.47	WW SAM2 # 157 0
38	-1.4194	10.2365	10.3344	1.6292	13.73	DELT RON1 # 153 0
39	-1.2051	8.6612	8.7447	1.3785	13.78	DELT SAM6 # 161 0
40	-1.5592	11.1148	11.2237	1.769	13.89	DELT CARH1 # 307 0
41	-1.559	11.1144	11.2232	1.7689	13.89	DELT CARH3 # 309 0
42	-1.8155	12.855	12.9826	2.0459	13.98	DELT CALL6A # 447 0
43	-1.8167	12.8437	12.9715	2.0441	14.01	DELT CALL6C # 449 0
44	-1.5	10.5668	10.6727	1.6818	14.05	WW RON2 # 154 0
45	-1.2162	8.5672	8.6531	1.3635	14.06	WW SAM7 # 162 0
46	-1.2162	8.5672	8.6531	1.3635	14.06	WW SAM7 # 162 0
47	-1.5066	10.5548	10.6618	1.6798	14.13	WW RON1 # 153 0
48	-1.7624	12.0955	12.2232	1.9251	14.42	DELT CHAR4A # 456 0
49	-1.5159	10.3339	10.4445	1.6447	14.51	WW OROY2.3 # 514 0
50	-1.5791	10.2437	10.3647	1.6303	15.24	DELT PACHA2.3 # 515 0
51	-2.2941	14.3214	14.504	2.2793	15.82	DELT CHAR3 # 455 0
52	-1.9956	12.2239	12.3857	1.9455	16.11	WW SGAB1 # 171 0
53	-1.8062	11.044	11.1907	1.7577	16.14	DELT CALLAH8 # 438 0
54	-1.9081	11.6109	11.7667	1.8479	16.22	WW HUIN1 # 184 0
55	-2.0856	12.67	12.8405	2.0165	16.24	DELT CPATO4 # 114 0
56	-2.0856	12.67	12.8405	2.0165	16.24	DELT CPATO4 # 114 0
57	-2.0856	12.67	12.8405	2.0165	16.24	WW CPATO3 # 113 0
58	-2.0856	12.67	12.8405	2.0165	16.24	WW CPATO5 # 115 0
59	-2.0855	12.6716	12.8421	2.0168	16.24	WW CPATO1 # 111 0
60	-1.9113	11.5229	11.6803	1.8339	16.36	DELT HUIN3 # 186 0
61	-1.9113	11.5229	11.6803	1.8339	16.36	WW HUIN4 # 187 0
62	-2.1043	12.6353	12.8093	2.011	16.43	WW GALL1 # 199 0
63	-2.3385	13.8645	14.0603	2.2066	16.63	DELT MACH1 # 168 0
64	-2.3385	13.8601	14.0559	2.2059	16.64	WW MACH2 # 169 0
65	-1.7976	10.4119	10.5659	1.6571	17.01	WW CAHUA1 # 224 0
66	-2.4609	14.2153	14.4267	2.2624	17.06	DELT HUAMP10 # 380 2
67	-2.5219	14.3208	14.5412	2.2792	17.34	DELT CHIMAY2 # 151 0
68	-2.4719	13.8292	14.0484	2.201	17.6	DELT CHAVI # 457 0
69	-3.8295	20.2274	20.5867	3.2193	18.6	DELT ILOTV1 # 138 0
70	-3.1278	11.9352	12.3383	1.8996	25.35	DELT YANA10 # 417 0
71	-4.1625	15.5834	16.1297	2.4802	25.81	DELT IND10A # 253 0
72	-4.7268	16.3896	16.0575	2.6085	27.71	DELT HUAMP10 # 380 1
73	-7.4622	15.5256	17.2258	2.471	43.32	DELT ANTA6A # 446 0

Tabela D.7.- Modos eletromecânicos Cenário 6: Estiagem média

Nº	Real	Imaginário	Módulo	Freq. (Hz)	Amortecimento (%)	Fator de Participação
1	0.1809	5.3784	5.3815	0.856	-3.36	DELT AGUA13B # 149 0
2	-0.2655	5.5901	5.5964	0.8897	4.74	DELT ARIC1 # 201 0
3	-0.2126	4.2719	4.2772	0.6799	4.97	DELT MALACAS # 173 0
4	-0.4675	8.6224	8.635	1.3723	5.41	DELT TVCARA # 93 0
5	-0.3836	6.8589	6.8696	1.0916	5.58	DELT SGAB1 # 171 0
6	-0.5042	7.5198	7.5367	1.1968	6.69	DELT MALACAS # 173 0
7	-0.4574	6.3162	6.3327	1.0053	7.22	WW ARIC1 # 201 0
8	-0.7392	8.6694	8.7009	1.3798	8.5	WW SGAB1 # 171 0
9	-0.9387	10.9084	10.9487	1.7361	8.57	DELT ILOTV4 # 141 0
10	-0.8121	9.39	9.4251	1.4945	8.62	WW CHIMAY1 # 150 0
11	-0.824	9.1857	9.2226	1.4619	8.93	WW AGUA13A # 148 0
12	-0.7505	7.9733	8.0086	1.269	9.37	WW MOY02 # 389 0
13	-0.8663	9.1418	9.1828	1.455	9.43	DELT MALP3 # 444 0
14	-0.8158	8.5731	8.6118	1.3645	9.47	WW MALP3 # 444 0
15	-0.6782	7.0998	7.1321	1.13	9.51	WW VENT D # 94 0
16	-1.0948	11.166	11.2195	1.7771	9.76	DELT TALA13 # 129 0
17	-2.0059	20.424	20.5223	3.2506	9.77	DELT YUNCAN13.8G2# 166 0
18	-2.2113	22.5094	22.6178	3.5825	9.78	DELT YUNCAN13.8G2# 166 0
19	-1.0052	9.8268	9.878	1.564	10.18	WW MAT12B # 189 0
20	-0.951	8.6761	8.7281	1.3808	10.9	DELT CARH2 # 308 0
21	-1.0415	9.3857	9.4433	1.4938	11.03	WW HCHOR10 # 379 0
22	-1.1761	10.4764	10.5422	1.6674	11.16	DELT POECHOS 10 # 334 0
23	-1.1789	10.4053	10.4719	1.6561	11.26	DELT MAT12B # 189 0
24	-0.9112	8.0353	8.0868	1.2789	11.27	DELT CURM10 # 318 0
25	-0.9847	8.5495	8.6061	1.3607	11.44	DELT CAHUA2 # 225 0
26	-1.4485	11.9652	12.0525	1.9043	12.02	DELT GALL1 # 199 0
27	-1.4022	11.3397	11.4261	1.8048	12.27	DELT CALL6C # 449 0
28	-1.1025	8.8077	8.8764	1.4018	12.42	WW MOY01 # 388 0
29	-1.1031	8.8036	8.8724	1.4011	12.43	DELT MOY02 # 389 0
30	-1.3819	10.6776	10.7667	1.6994	12.84	DELT OROY2.3 # 514 0
31	-1.2491	9.4091	9.4916	1.4975	13.16	DELT PARIA 13 # 174 0
32	-1.4944	11.2521	11.3509	1.7908	13.17	WW YAU13B # 164 0
33	-1.1634	8.6976	8.7751	1.3843	13.26	WW SAM1 # 156 0
34	-1.1636	8.6962	8.7737	1.384	13.26	WW SAM2 # 157 0
35	-1.1636	8.6962	8.7737	1.384	13.26	WW SAM4 # 159 0
36	-1.1718	8.5484	8.6283	1.3605	13.58	DELT SAM7 # 162 0
37	-1.4405	10.4982	10.5966	1.6708	13.59	DELT MAT12A # 188 0
38	-1.5368	11.1611	11.2664	1.7763	13.64	DELT PACHA2.3 # 515 0
39	-1.3655	9.8608	9.9549	1.5694	13.72	WW RON1 # 153 0
40	-0.9958	7.1689	7.2378	1.141	13.76	DELT ARIC2 # 202 0
41	-1.1834	8.454	8.5364	1.3455	13.86	WW SAM7 # 162 0
42	-1.1834	8.454	8.5364	1.3455	13.86	WW SAM7 # 162 0
43	-1.4502	10.162	10.2649	1.6173	14.13	WW RON2 # 154 0
44	-1.4574	10.1476	10.2517	1.615	14.22	DELT RON1 # 153 0
45	-1.6198	11.1241	11.2414	1.7705	14.41	DELT CALLAH8 # 438 0
46	-1.7727	12.1232	12.2521	1.9295	14.47	DELT CALL6A # 447 0
47	-1.7738	12.1119	12.2411	1.9277	14.49	DELT CALL6C # 449 0
48	-1.7818	11.8449	11.9782	1.8852	14.88	DELT CHAR4A # 456 0
49	-1.845	11.9145	12.0565	1.8962	15.3	WW HUIN1 # 184 0
50	-1.8654	11.7883	11.935	1.8762	15.63	WW HUIN2 # 185 0
51	-1.8654	11.7883	11.935	1.8762	15.63	WW HUIN4 # 187 0
52	-2.2661	14.0112	14.1933	2.23	15.97	DELT CHAR3 # 455 0
53	-1.6351	10.0422	10.1744	1.5983	16.07	DELT CARH1 # 307 0
54	-1.6352	10.041	10.1733	1.5981	16.07	DELT CARH3 # 309 0
55	-3.2157	19.5341	19.797	3.109	16.24	DELT ILOTV1 # 138 0
56	-2.3024	13.7533	13.9447	2.1889	16.51	DELT MACH1 # 168 0
57	-2.3022	13.752	13.9433	2.1887	16.51	WW MACH2 # 169 0
58	-1.6147	9.5293	9.6652	1.5166	16.71	DELT CHAVG3 # 134 0
59	-2.4178	14.1758	14.3805	2.2562	16.81	DELT HUAMP10 # 380 1
60	-2.1429	12.2061	12.3928	1.9427	17.29	DELT CPATO1 # 111 0
61	-2.143	12.2039	12.3906	1.9423	17.3	DELT CPATO2 # 112 0
62	-2.143	12.2039	12.3906	1.9423	17.3	DELT CPATO3 # 113 0
63	-2.143	12.2039	12.3906	1.9423	17.3	DELT CPATO5 # 115 0
64	-2.143	12.2039	12.3906	1.9423	17.3	DELT CPATO5 # 115 0
65	-2.5493	14.4578	14.6808	2.301	17.36	DELT CHAVI # 457 0
66	-1.9315	10.2893	10.4691	1.6376	18.45	WW CAHUA1 # 224 0
67	-2.1119	11.1227	11.3214	1.7702	18.65	DELT SGAB2 # 172 0
68	-2.8251	14.0221	14.3039	2.2317	19.75	DELT CHIMAY2 # 151 0
69	-3.1013	12.2658	12.6517	1.9522	24.51	DELT YANA10 # 417 0
70	-4.7188	16.4466	17.1102	2.6176	27.58	DELT HUAMP10 # 380 2
71	-4.2144	14.3713	14.9765	2.2873	28.14	DELT IND10A # 253 0
72	-6.0951	18.2388	19.2303	2.9028	31.7	DELT ANTA6A # 446 0

Apêndice E

Influência do Sinal de Entrada do PSS, na Tensão e Potência Reativa

O tema dos impactos adversos causados por estabilizadores no desempenho de tensão e de potência reativa das máquinas tem sido abordado por vários autores. Tais autores concordam que os estabilizadores podem influenciar adversamente no comportamento da máquina.

Em BARBOSA [87], mediante a análise do diagrama de Bode e utilizando um modelo máquina barra infinita, determina-se que, frente a perturbações de potência mecânica na turbina, os estabilizadores com entrada de potência elétrica causam distúrbios muito maiores na potência reativa do gerador, se comparados aos estabilizadores com entrada de velocidade.

Em FERRAZ [40] mediante a análise do mapa de pólos e zeros, simulações lineares no tempo e utilizando um modelo máquina barra infinita, faz-se uma análise similar. Além disso, foram realizadas simulações não-lineares no tempo, incluindo estabilizadores do tipo integral de potência acelerante. Mostra-se que estabilizadores derivados de diferentes sinais (velocidade, potência elétrica e integral de potência acelerante) apresentam comportamento idêntico na potência ativa, após distúrbios na potência mecânica da turbina da máquina. Porém o comportamento das oscilações de tensão e de potência reativa das máquinas difere bastante quanto o tipo de estabilizador. Os estabilizadores com entrada de velocidade são os menos afetados. Em seguida vêm os estabilizadores de tipo integral de potência acelerante, sendo os mais afetados os estabilizadores de tipo potência elétrica.

Por outro lado, os estabilizadores com entrada de velocidade apresentam problemas de geração e amplificação de ruídos e interação com os modos torsionais dos eixos das turbinas das máquinas, os quais já são pouco amortecidos, podendo provocar oscilações torsionais. Estes problemas não são apresentados pelos estabilizadores com entrada de potência elétrica [5, 88].

Em ROGERS [5] e FERRAZ [40], é explicado que o melhor desempenho de um estabilizador obtem-se quando a entrada é uma combinação de potência elétrica e ω . Esse tipo de estabilizador é conhecido como estabilizador de integral de potência acelerante, o que combina as características dos sinais de velocidade do rotor e de potência elétrica, cada qual na faixa de frequência onde seu uso for mais eficaz.

No Brasil, o uso de estabilizadores derivados de potência elétrica, apesar da sua simplicidade, foi praticamente abandonado devido a problemas de desempenho em baixas frequências (grandes variações de tensão e potência reativa nos terminais da máquina, após de variações consideradas normais na geração de potência ativa) [40].

Teoria, desenho, ajuste e provas para os estabilizadores baseados na integral de potência acelerante são tratados em MURDOCH *et al.* [89, 90], problemas relacionados aos PSS's são analisados em MURDOCH [88].

Com o intuito de avaliar a influência do tipo de sinal de entrada utilizada no estabilizador da máquina Tala13, foi criado um projeto alternativo de estabilizadores com entrada de velocidade.

Projeto alternativo de estabilizadores

Este projeto consiste em substituir os estabilizadores com entrada de potência elétrica existentes nas 7 usinas por outros com entrada de velocidade. A Figura E.1 apresenta o modelo do estabilizador utilizado no projeto. Os ganhos correspondentes aos estabilizadores foram calculados mediante um algoritmo genético e são apresentados na Tabela E.1.

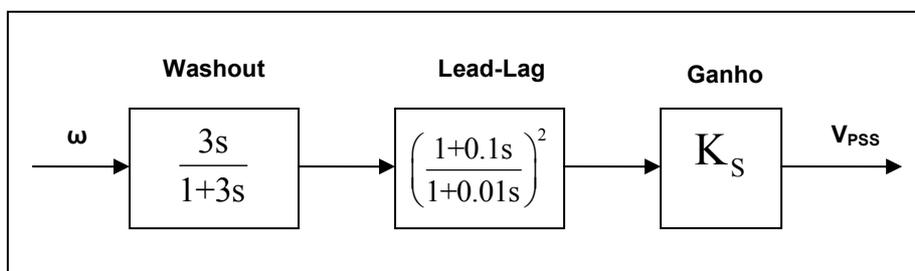


Figura E.1.- Modelo do estabilizador a ser instalado nas 7 usinas da Tabela E.1

Tabela E.1.- Estabilizadores de ω projetados mediante o algoritmo genético

Usina		Estabilizador			
Nº	Nome	Tw	alfa	T	Ganho
1	Cpato	3	10	0.01	16.67
2	Tala13	3	10	0.01	18.55
3	Agua13	3	10	0.01	14.98
4	Ron	3	10	0.01	20.74
5	Sam	3	10	0.01	21.75
6	Machupicchu	3	10	0.01	7.81
7	San gaban	3	10	0.01	20.21

A Figura E.2 apresenta a comparação da resposta no tempo da potência ativa, entre o projeto alternativo (substituição dos estabilizadores existentes) e o projeto proposto no capítulo 5, frente a uma perturbação na tensão de referência, no cenário 4. Verifica-se que ambos os projetos amortecem o sistema.

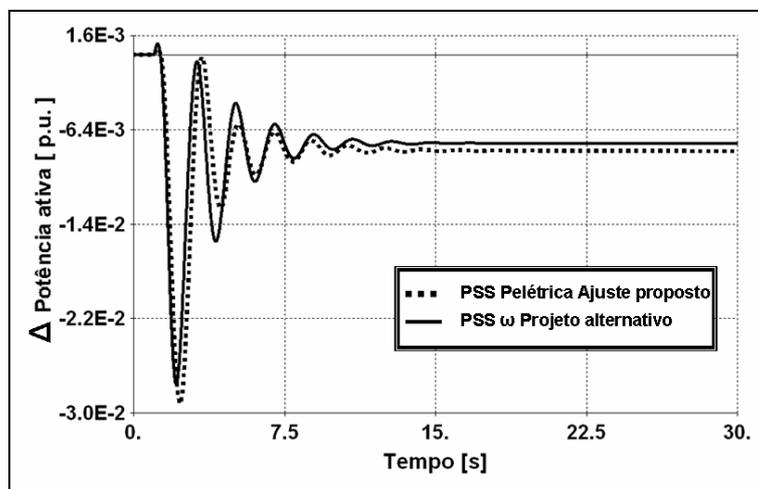


Figura E.2.- Cenário 4: Variante – Comportamento da potência ativa na máquina Tala13 após degrau de 0.01 pu no ΔV_{ref} – Estabilizadores de ω e Potência elétrica

Em seguida avaliam-se os comportamentos de ambos os estabilizadores, frente à aplicação de um degrau positivo de 0.01 pu no eixo da turbina da máquina Tala13.

Avaliação do estabilizadores no cenário 4: Variante

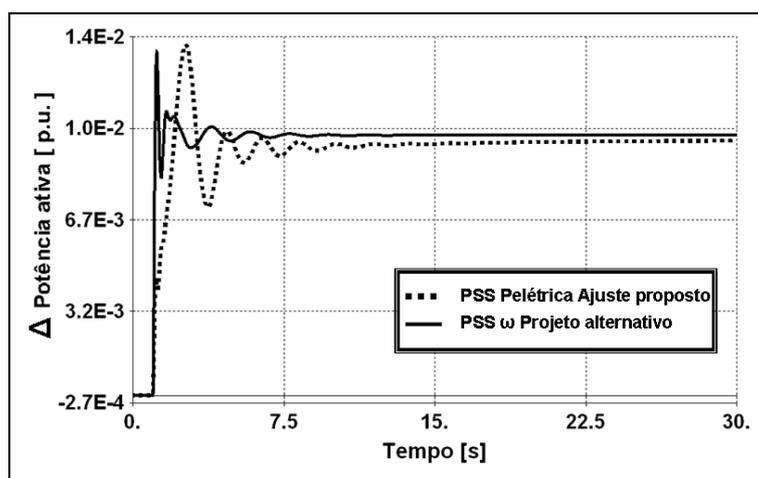


Figura E.3.- Cenário 4: Variante – Comportamento da potência ativa na máquina Tala13 após degrau de 0.01 pu no ΔP_{MEC} – Estabilizadores de ω e Potência elétrica

Nota-se que as saídas de potência elétrica da máquina Tala13, não apresentam muita diferença em magnitude, para ambos os estabilizadores (Figura E.3).

A Figura E.4 apresenta a variação de potência reativa nos terminais da máquina Tala13. Nota-se que ao contrario do ocorrido para a potência elétrica, neste caso existe uma significativa diferença entre ambos os tipos de estabilizadores, sendo o de tipo de potência elétrica o mais afetado.

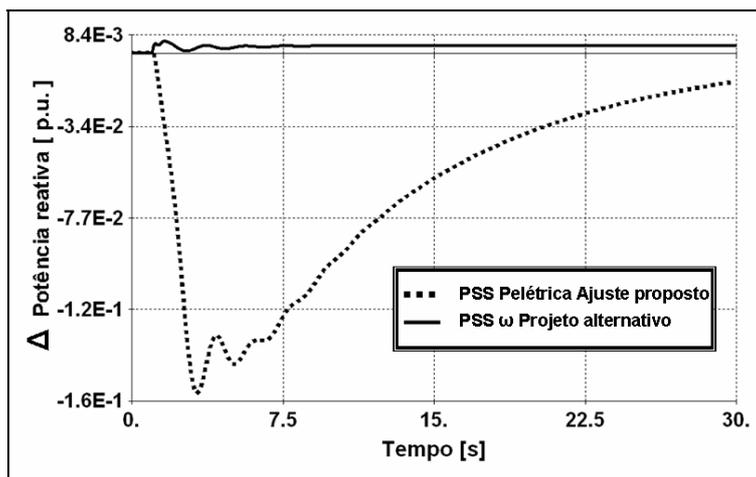


Figura E.4.- Cenário 4: Variante – Comportamento da potência reativa na máquina Tala13 após degrau de 0.01 pu no ΔP_{MEC} – Estabilizadores de ω e Potência elétrica

A Figura E.5 apresenta a variação de tensão nos terminais da máquina Tala13, nota-se o efeito detrimental na tensão no caso do estabilizador de tipo potência elétrica, quando comparado com o estabilizador de tipo velocidade.

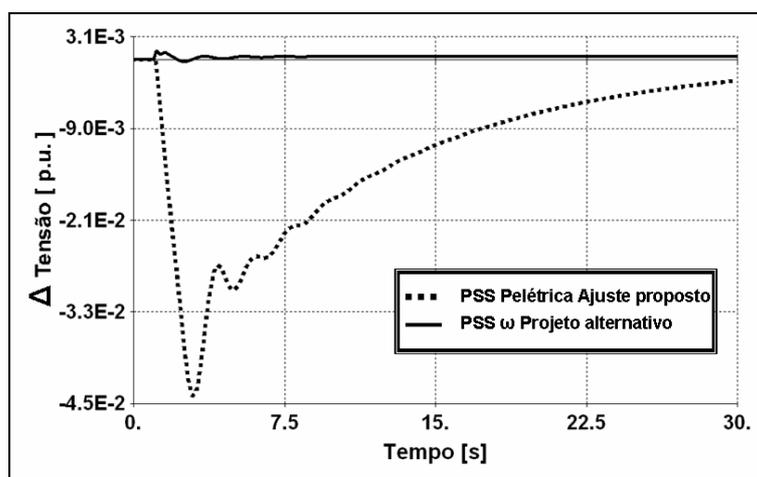


Figura E.5.- Cenário 4: Variante – Comportamento da tensão na máquina Tala13 após degrau de 0.01 pu no ΔP_{MEC} – Estabilizadores de ω e Potência elétrica

Avaliação do estabilizadores no cenário 1: Cheia pesada

De forma semelhante à avaliação feita na seção anterior, comparam-se as respostas no tempo da máquina Tala13. Desta vez, para 3 estabilizadores, um deles sendo de velocidade e os outros dois de potência elétrica. Os estabilizadores de potência elétrica apresentam diferentes ajustes (ajuste original e ajuste proposto).

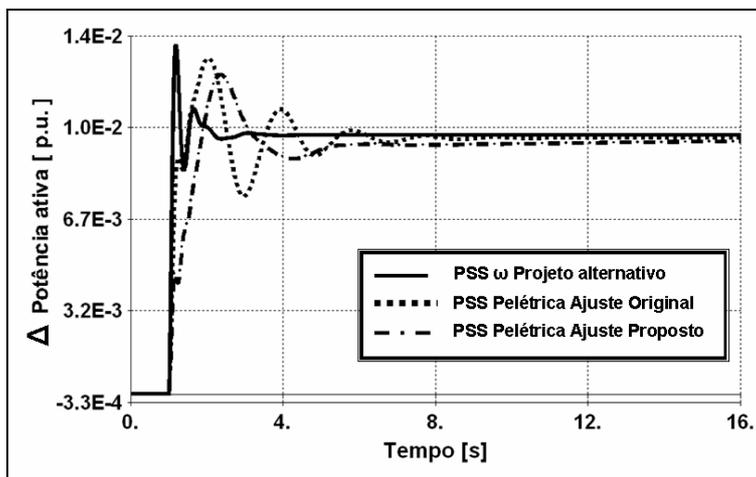


Figura E.6.- Cenário 1: Cheia pesada Comparação potência ativa na máquina Tala13 após degrau de 0.01 pu no ΔP_{MEC} – Pss’s de ω e Potência elétrica (ajustes original e proposto)

Para as simulações, escolhe-se um cenário diferente ao *Cenário 4: Variante*, para não ter que lidar com a instabilidade encontrada nesse cenário.

A Figura E.6 ilustra a resposta no tempo da potência ativa da máquina para os 3 estabilizadores, sendo a magnitude delas muito semelhantes entre si.

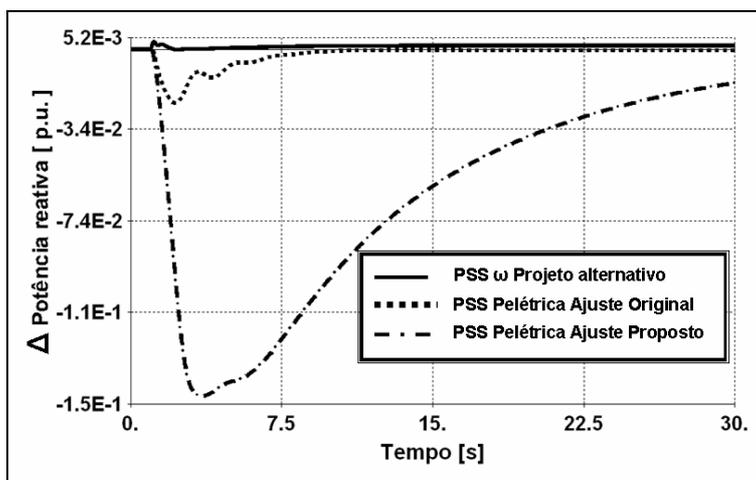


Figura E.7.- Cenário 1: Cheia pesada Comparação da potência reativa na máquina Tala13 após degrau de 0.01 pu no ΔP_{MEC} – Pss’s de ω e Potência elétrica (ajustes original e proposto)

A Figura E.7 apresenta a variação de potência reativa e a Figura E.8 a variação de tensão, ambos nos terminais da máquina Tala13, após de uma perturbação no eixo da turbina da máquina. Nota-se que o estabilizador de tipo velocidade é muito melhor comportado que os de potência elétrica. Também se observa que o estabilizador existente origina uma maior variação da tensão com o ajuste proposto que com o ajuste existente.

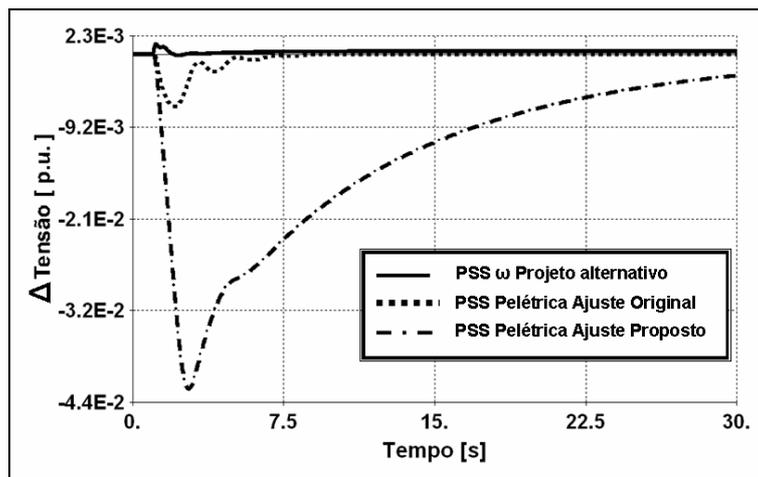


Figura E.8.- Cenário 1: Cheia pesada Comparação da tensão na máquina Tala13 após degrau de 0.01 pu no ΔP_{MEC} – Pss's de ω e Potência elétrica (ajustes original e proposto)

Verifica-se também que a relação entre o valor pico das respostas da máquina com estabilizadores de potência elétrica é aproximadamente 6.5/1. Como referência, tem-se que os ganhos para os ajustes proposto e original estão na relação 5.25/1 (5/0.952).

Das simulações realizadas comprova-se que os estabilizadores com entrada de potência elétrica apresentam uma grande variação na potência reativa e a tensão da máquina, se submetidos a variações no eixo da turbina. Porém, nos estabilizadores com entrada de velocidade este efeito é muito menor.

Referências Bibliográficas

- [1] COES *Estudios de rechazo de carga/generación del SEIN Años 2003-2006* – on-line: <http://www.coes.org.pe/coes/evaluacion/rechazocarga2006.asp>, Lima, Peru, 2005.
- [2] IEEE System Oscillations Working Group, *Inter-Area Oscillations in Power Systems*, IEEE Publication 95 TP 101, 1995.
- [3] PAI, M. A., GUPTA, D. P. S., PADIYAR, K. R., *Small Signal Analysis of Power System*. 1 ed. Harrow, U.K., Alpha Science International Ltd., 2004.
- [4] DE MELLO, F. P., CONCORDIA, C., “Concepts of Synchronous Machine Stability as Affected by Excitation Control”, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. 88, pp. 316-329, 1969.
- [5] ROGERS, G. J., *Power System Oscillations*, 1st ed. USA, Kluwer Academic Publishers, 2000.
- [6] COES *Informe técnico EV-055-2002 do 25-07-2002* – on-line: http://www.coes.org.pe/sic/sicoes/Fallas/sic_fallas.asp, Lima, Peru, 2005.
- [7] CEPEL, *Programa de Análise de Redes / ANAREDE – Manual do Usuário*, Versão 08-Jan/02. Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2002.
- [8] CEPEL, *Programa de Análise de Estabilidade Frente Pequenas Perturbações / PacDyn – Manual do Usuário*, Versão 6.3. Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2005.
- [9] CEPEL, *Programa de Visualização de Gráficos / PlotCEPEL – Manual do Usuário*, Versão 4.2. Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2005.
- [10] DIGSILENT *User Manual and Technical Reference - Power Factory Version 13.1 (B253) – 2005*.
- [11] RAMOS R. A., Procedimento de Projeto de Controladores Robustos para o Amortecimento de Oscilações Eletromecânicas em Sistemas de Potência, Tese de Doutorado, USP, São Carlos, 2002.
- [12] KUNDUR, P, *Power System Control and Stability*. 1 ed. USA, EPRI-Power System Engineering Series McGraw-Hill Inc., 1994.
- [13] EL-SHERBINY, M.K., MEHTA, D., "Dynamic System Stability (Part I) - Investigation of the effect of different Loading and Excitation Systems", *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol.92, pp. 212-220, Sept./Oct., 1973.
- [14] IEEE Committee Report, “Computer representation of excitation systems”. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-87, no. 6, pp. 1460—1464, June 1968.
- [15] LARSEN, E. V., SWANN, D. A., “Applying Power System Stabilizers, Part I: General Concepts”, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. 100, no. 6, pp. 3017-3024, 1981.
- [16] LARSEN, E. V., SWANN, D. A., “Applying Power System Stabilizers, Part II”, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. 100, no. 6, pp. 3025-3033, 1981.

- [17] LARSEN, E. V., SWANN, D. A., “Applying Power System Stabilizers, Part III: Practical Considerations”, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. 100, no. 6, pp. 3034-3046, 1981.
- [18] KLEIN, M., ROGERS, G. J., KUNDUR, P., “A fundamental study of inter-area oscillations in power systems”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 6, Issue 3, pp.914-921, Aug. 1991.
- [19] KLEIN, M., ROGERS, G. J., MOORTY, S., KUNDUR, P., “Analytical investigation of factors influencing power system stabilizers performance”, *IEEE Transactions on Energy Conversion*, Vol. 7, Issue 3, pp. 382–390, Sept. 1992.
- [20] LEE, D. C, KUNDUR, P., “Advanced Excitation Controls for Power System Stability Enhancement”, *CIGRÉ International conference on Large High Voltage Electric Systems*, 38-01, pp. 1-8, 27 Aug.-4 Sept., 1986.
- [21] MEYER, B., BOURLES, H., CHOLLEY, P., *et al.*, “From Design to Real Time Testing: an Integrated Approach for Voltage and Speed Controllers”, *CIGRÉ Session 1996*, 38-301, pp. 1-8, 1996.
- [22] BÉRUBÉ, G. R., HAJAGOS, L. M., BEAULIEU R., “Practical Utility Experience with Applications of Power System Stabilizers”, In: *Proceedings of the IEEE/PES Summer Meeting*, Edmonton, Canada, pp. 104 – 109, 1999.
- [23] DE MELLO, F. P., “Some Aspects of Transmission System Planning and Design in Developing Countries”, *Engineering Foundation Conference*, Henniker, New Hampshire, Aug 21-27, 1976.
- [24] KUNDUR, P., BÉRUBÉ, G. R., HAJAGOS, L. M., *et al.*, “Practical utility experience with and effective use of power system stabilizers”, *IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2003*, Vol. 3, 13-17, pp.1777–1785, July 2003.
- [25] DANDENO, P. L., KUNDUR, P., “Practical Application of Eigenvalue Techniques in the Analysis of Power System Dynamic Stability Problems,” *Proceedings of the 5th PSCC Conference*, Cambridge, England, pp. 1-13, 1975.
- [26] ARCIDIACONO, V., FERRARI, E., MARCONATO, R., *et al.*, "Evaluation and Improvement of Electromechanical Oscillation Damping by Means of Eigenvalue-Eigenvector Analysis. Practical Results in the Central Peru Power System", *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-99, pp. 769-778, March/April 1980.
- [27] DE MELLO, F. P., NOLAN, P.J., LASKOWSKI, T.F., *et al.*, “Coordinated application of stabilizers in multimachine power systems,” *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. 99, pp. 892-901, 1980.
- [28] MARTINS, N., “Efficient Eigenvalue and Frequency Response Methods Applied to Power System Small Signal Stability Studies”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 1, no. 1, pp. 217-226, 1986.
- [29] MARTINS, N, LIMA, L. T. G., “Eigenvalue and Frequency Domain Analysis of Small Signal Electromechanical Stability Problems”, *IEEE Symposium on Application of Eigenanalysis and Frequency Domain Methods for System Dynamic Performance*, Publication 90 TH 029203 PWR no.4, pp. 17-33, 1989.

- [30] MARTINS N, LIMA, L. T. G., “Determination of Suitable Locations for Power System Stabilizers and Static Var Compensators for Damping Electromechanical Oscillations in Large Scale Power Systems”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 5, no. 4, pp. 1455-1469, 1990.
- [31] MARTINS, N, PINTO H. J. C. P., LIMA, L. T. G., “Efficient Methods for Finding Transfer Function Zeros of Power Systems”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 7, no. 3, pp. 1350-1361, 1992.
- [32] MARTINS, N., BARBOSA, A. A., FERRAZ, J. C. R., *et al.*, “Retuning Stabilizers for the North-South Brazilian Interconnection”. In: *Proceedings of the IEEE/PES Summer Meeting*, Edmonton, Canada, pp. 58-67, 1999.
- [33] MARTINS, N., GOMES, S. JR., QUINTAO, P. E. M., *et al.*, “Some recent developments in small-signal stability and control”, *IEEE Power Engineering Society Winter Meeting, 2002*. Vol. 2, pp. 1171–1177, 27-31 Jan. 2002.
- [34] MARTINS, N., QUINTAO, P. E. M., “Computing dominant poles of power system multivariable transfer functions”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 18, Issue 1, , pp. 152-159, Feb. 2003.
- [35] MARTINS, N., SILVA, F. G., PELLANDA, P. C., “Utilizing transfer function modal equivalents of low-order for the design of power oscillation damping controllers in large power systems”, *IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2005*, pp. 2642-2648, June 12-16, 2005.
- [36] COSTA, A. S., FREITAS F. D, SILVA, A. S., “Design of Decentralized Controllers for Large Power Systems Considering Sparsity”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 12, no. 1, pp. 144-152, 1997.
- [37] CHOW, J. H., SANCHEZ-GASCA, J. J, “Pole-placement designs of power system stabilizers”, *IEEE Transactions on Power Systems*. Vol. 4, Issue 1, pp. 271-277, Feb. 1989.
- [38] WONG, D. Y., ROGERS, G. J., PORRETTA, B., *et al.*, “Eigenvalue analysis of very large power systems”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 3, Issue 2, pp. 472-480, May 1988.
- [39] ZHOU, E. Z., MALIK, O. P., HOPE, G. S., “Theory and method for selection of power system stabilizer location”, *IEEE Transactions on Energy Conversion*. Vol. 6, Issue 1, pp. 170-176, March 1991.
- [40] FERRAZ, J. C. R., *Avanços na Utilização de Análise Linear em Sistemas Elétricos de Potência*, Tese de Doutorado, UFRJ/COPPE, Rio de Janeiro, 2002.
- [41] GUIMARÃES, C. H. C., *Simulação Dinâmica de Sistemas Elétricos de Potência Considerando os Fenômenos de Longa Duração*, Tese de Doutorado, UFRJ/COPPE, Rio de Janeiro, 2003.
- [42] KAMWA, I., GRONDIN, R., DICKINSON, E. J., *et al.*, “A minimal realization approach to reduced-order modelling and modal analysis for power system response signals”. *IEEE Transactions on Power Systems*. Vol. 8, Issue 3, pp. 1020–1029, Aug. 1993.
- [43] KAMWA, I., GERIN-LAJOIE, L., “State-space system identification-toward MIMO models for modal analysis and optimization of bulk power systems”, *IEEE Transactions on Power Systems* Vol. 15, Issue 1, pp. 326–335, Feb. 2000.

- [44] KAMWA, I., “Using MIMO system identification for modal analysis and global stabilization of large power systems”, *IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, 2000*. Vol. 2, pp.817–822, 16-20 July 2000.
- [45] FINCH, J. W., BESMI, M. R., “Genetic algorithms applied to a power system stabiliser”, *First International Conference on (Conf. Publ. No. 414) Genetic Algorithms in Engineering Systems: Innovations and Applications*, GALEZIA, pp. 100-105, 1995.
- [46] TARANTO, G. N., FALCAO, D. M., “A genetic-based control design for damping power system inter-area oscillations”, *Proceedings of the 35th IEEE Decision and Control, 1996*, Vol. 4, pp. 4389–4394, 11-13 Dec. 1996.
- [47] TARANTO, G. N., BOMFIM, A. L. B., Falcão, D. M., *et al.*, “Combined Use of Analytic and Genetic Algorithms for Robust Coordinated Tuning of Power System Damping Controllers”, In: *Bulk Power System Dynamic and Control*, Santorini, Greece, 1998.
- [48] TARANTO, G. N., BOMFIM, A. L. B., FALCÃO, D. M., *et al.*, “Automated Design of Multiple Damping Controllers Using Genetic Algorithms”, In: *Proceedings of the IEEE/PES Winter Meeting*, New York USA, pp. 539-544, 1999.
- [49] ABDEL-MAGID, Y.L.; BETTAYEB, M.; DAWOUD, M. M., “Simultaneous stabilisation of power systems using genetic algorithms”, *IEE Proceedings Generation, Transmission and Distribution*, Vol. 144, Issue 1, pp.39-44, Jan. 1997.
- [50] ABDEL-MAGID, Y. L., BETTAYEB, M., SELIM, S. Z., “Power system output feedback stabilizer design via genetic algorithms”, *Second International (Conf. Publ. No. 446) Conference On Genetic Algorithms In Engineering Systems: Innovations And Applications*, GALEZIA 97, pp. 56-62, 4 Sept. 1997.
- [51] ABDEL-MAGID, Y. L., ABIDO, M. A., AL-BAIYAT, S., *et al.*, “Simultaneous stabilization of multimachine power systems via genetic algorithms”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 14, Issue 4, pp.1428 – 1439, Nov. 1999.
- [52] ABDEL-MAGID, Y. L. ABIDO, M. A., “Optimal multiobjective design of robust power system stabilizers using genetic algorithms”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 18, Issue 3, pp.1125-1132, Aug. 2003.
- [53] BOMFIM, A. L. B., TARANTO, G. N., FALCÃO, D. M., “Simultaneous Tuning of Power System Damping Controllers Using Genetic Algorithms”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 15, no. 1, pp. 163-176, 2000.
- [54] BOMFIM, A. L. B., *Ajuste de Estabilizadores de Sistema de Potência Usando Algoritmos Genéticos*, Tese de Doutorado, UFRJ/COPPE, Rio de Janeiro, 2000.
- [55] HASANOVIC, A., FELIACHI, A., “Genetic algorithm based inter-area oscillation damping controller design using MATLAB”, *IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, 2002*. Vol. 3, pp. 1136–1141, 2002.
- [56] RASHIDI, M., RASHIDI, F., MONAVAR, H., “Tuning of power system stabilizers via genetic algorithm for stabilization of power system”, *IEEE International Conference on Systems, Man and Cybernetics*, pp. 4649-4654, 2003.

- [57] TARANTO, G. N., CHOW, J. H., “Robust Redesign of Power System Damping Controllers”, *Proceedings of the 32nd IEEE Conference on Decision and Control, 1993.*, vol. 3, pp. 2347-2352, 15-17 Dec. 1993.
- [58] TARANTO, G. N., CHOW, J. H., OTHMAN H. A., “Robust Decentralized Control Design for Damping Power System Oscillations”, In: *Proceedings of the 33rd IEEE Conference on Decision and Control*, Orlando, USA, 1994.
- [59] TARANTO, G. N., SHIAU J. K., CHOW, J. H., *et al.*, “A robust decentralized control design for damping controllers in FACTS applications”, *IEEE Proceedings of the 4th Conference on Control Applications*, , pp. 233-238, 28-29 Sept. 1995.
- [60] TARANTO, G. N., FALCÃO, D. M., “Robust Decentralized Control Design Using Genetic Algorithms in Power System Damping Control”, *IEE Proceedings on Generation, Transmission and Distribution*, vol. 145, no. 1, pp. 1-6, 1998.
- [61] KLEIN, M., LE, L.X., ROGERS, G. J., *et al.*, “ H_∞ damping controller design in large power systems” *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 10, Issue 1, pp.158-166, Feb. 1995.
- [62] TARANTO, G. N., WANG, S., CHOW, J. H., *et al.*, “The Centralized Design of Power System Damping Controllers Using a Linear Matrix Inequality Algorithm”, *Proceedings of VI SEPOPE*, 1998.
- [63] BOUKARIM, G. E., WANG, S., CHOW, J. H., *et al.*, “A Comparison of Classical, Robust and Decentralized Control Designs for Multiple Power Systems Stabilizers”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 15, no. 4, pp. 1287-1292, 2000.
- [64] HIYAMA, T., “Robustness of fuzzy logic power system stabilizers applied to multimachine power system”, *IEEE Transactions on Energy Conversion*, Vol 9, Issue 3, pp. 451-459, Sept. 1994.
- [65] WU H., TSAKALIS, K. S., HEYDT, G. T., “Evaluation of time delay effects to wide-area power system stabilizer design”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 19, Issue 4, pp. 1935–1941, Nov. 2004.
- [66] YOSHIMURA, K., UCHIDA, N., “Multi input PSS optimization method for practical use by considering several operating conditions”, *IEEE Power Engineering Society 1999 Winter Meeting*. Vol. 1, pp. 749-754, 31 Jan.-4 Feb. 1999.
- [67] XU, D., WANG, P., HE, R., XU, T., “Small signal stability analysis and control in market environment”, *IEEE International Conference on Electric Utility Deregulation, Restructuring and Power Technologies*. Proceedings of the 2004. Vol. 1, pp. 322–325, 8 April 2004.
- [68] BU, L., XU, W., WANG, L., *et al.*, “A PSS tuning toolbox and its applications”, *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, 2003, Vol. 4, pp. 2090-2095, 13-17 July 2003.
- [69] CHOW, J. H., BOUKARIM, G. E., MURDOCH, A., “Power system stabilizers as undergraduate control design projects”, *IEEE Transactions on Power Systems*. Vol. 19, Issue 1, pp.144-151, Feb. 2004.

- [70] SANCHEZ-GASCA, J. J., VITTAL, V., GIBBARD, M. J., *et al.*, “Inclusion of Higher Order Terms for Small-Signal (Modal) Analysis: Committee Report-Task Force on Assessing the Need to Include Higher Order Terms for Small-Signal (Modal) Analysis”, *IEEE Transactions on Power Systems*. Vol. 20, Issue 4, pp.1886-1904, Nov. 2005.
- [71] KUNDUR, P., PASERBA, J., AJJARAPU, V., *et al.*, “Definition and classification of power system stability IEEE/CIGRE joint task force on stability terms and definitions”, *IEEE Transactions on Power Systems*. Vol 19, Issue 3, pp.1387-1401, Aug. 2004.
- [72] OGATA, K., *Engenharia de Controle Moderno*. 4 ed. São Paulo, Pearson-Prentice Hall., 2003.
- [73] ELECTROPERU Reseña Histórica de ELECTROPERU – on-line: <http://www.electroperu.com.pe/empresa/01-05.htm>, Lima, Peru, 2005.
- [74] ISA-PERU - on line: <http://www.isa.com.pe>, Lima, Peru, 2005.
- [75] REDESUR - on line: <http://www.redesur.com.pe>, Lima, Peru, 2005.
- [76] COES *Memória anual del COES ano 2004* – on-line: <http://www.coes.org.pe>, Lima, Peru, 2005.
- [77] MEM-DGE *Plan referencial de electricidad 2003-2012* on-line: <http://www.mem.gob.pe>, Lima, Peru, 2005.
- [78] IEEE Committee Report, “Excitation system models for power system stability studies”. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-100, no. 2, pp. 494—509, February 1981.
- [79] IEEE *Power System Stabilization via Excitation Control*. IEEE Publication 81 EHO 175-0 PWR, 1981.
- [80] IEEE *Guide for identification, testing, and evaluation of the dynamic performance of excitation control systems*. IEEE Std. 421.2, 1990.
- [81] IEEE *Recommended practice for excitation system models for power system stability studies*. IEEE Std. 421.5, 1992.
- [82] IEEE *Guide for synchronous generator modeling practices and applications in power system stability analyses*. IEEE Std. 1110, 2002.
- [83] Power Technologies, Inc. *PSS/E-28 Volume II: Program operation manual*, 2001.
- [84] JONES, L. E., ANDERSSON, G., “Application of modal analysis of zeros to power systems control and stability”, *Fourth International Conference on Advances in Power System Control, Operation and Management, 1997. APSCOM-97*. (Conf. Publ. No. 450) pp. 236-241, 1997.
- [85] MARTINS, N.; PINTO, H. J. C. P.; PASERBA, J. J., “Using a TCSC for line power scheduling and system oscillation damping-small signal and transient stability studies”, *IEEE Power Engineering Society Winter Meeting, 2000*. Vol. 2, pp. 1455-1461, 23-27 Jan. 2000.
- [86] MITHULANANTHAN, N., CANIZARES, C. A., REEVE, J., *et al.*, “Comparison of PSS, SVC, and STATCOM controllers for damping power system oscillations”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 18, Issue 2, pp.786-792, May 2003.

- [87] BARBOSA, A. A., *Utilização de Ferramentas Lineares na Análise e Controle do Amortecimento de Oscilações Eletromecânicas em Sistemas de Grande Porte*. Tese de Mestrado, UFRJ/COPPE, Rio de Janeiro, 1999.
- [88] MURDOCH, A., “Practical Application Considerations for Power Systems Stabilizers Controls”, In: *Proceedings of the IEEE/PES Summer Meeting*, Edmonton, Canada, 1999.
- [89] MURDOCH, A., VENKATARAMAN, S., LAWSON R. A., *et al*, “Integral of Accelerating Power Type PSS. Part I – Theory, Design and Tuning Methodology”, In: *Proceedings of the IEEE/PES Winter Meeting*, Tampa, USA, 1998.
- [90] MURDOCH, A., VENKATARAMAN, S., LAWSON R. A., *et al*, “Integral of Accelerating Power Type PSS. Part II – Field Testing and Performance Verification”, In: *Proceedings of the IEEE/PES Winter Meeting*, Tampa, USA, 1998.