



ANÁLISE DA INTERAÇÃO ENTRE ELOS DE CORRENTE CONTÍNUA EM REDES ELETRICAMENTE PRÓXIMAS

Yuri Rosenblum de Souza

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador (es): Glauco Nery Taranto

Tatiana Mariano Lessa de Assis

Rio de Janeiro
Setembro de 2014

ANÁLISE DA INTERAÇÃO ENTRE ELOS DE CORRENTE CONTÍNUA EM REDES
ELETRICAMENTE PRÓXIMAS

Yuri Rosenblum de Souza

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO LUIZ
COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA (COPPE) DA
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS
NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM CIÊNCIAS EM
ENGENHARIA ELÉTRICA.

Examinada por:

Prof Tatiana Mariano Lessa de Assis, D.Sc.

Prof Robson Francisco da Silva Dias, D.Sc.

Prof Marcelo Aroca Tomim, Ph.D.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL
SETEMBRO DE 2014

Rosenblum, Yuri

Análise da Interação entre Elos de Corrente Contínua em Redes Eletricamente Próximas/ Yuri Rosenblum de Souza. – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2014.

XXII, 211 p.: il.; 29,7 cm.

Orientadores: Glauco Nery Taranto

Tatiana Mariano Lessa de Assis

Dissertação (mestrado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de Engenharia Elétrica, 2014.

Referências Bibliográficas: p. 199-201.

1. DC Multi-Infeed. 2. Corrente Contínua. 3. HVDC.
I. Taranto, Glauco Nery *et al.* II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Engenharia Elétrica.
III. Título.

Se eu vi mais longe, foi por estar de pé sobre ombros de gigantes
Isaac Newton

Para Sara (ל'ר')

Agradecimentos:

A Deus.

A minha mãe e aos meus avós Anna, Benjamin e Sara (בן אבי) que foram e são a base de tudo, os grandes responsáveis pela minha formação como pessoa. Sem eles nunca teria chegado aqui.

À Patricia Messer, minha namorada, meu porto seguro, por não ter me deixado desistir em momento algum e compreender o tempo que não pude passar com ela para concluir este trabalho.

Ao meu Pai Darley e irmão Marcelo por compreenderem a minha ausência em muitas ocasiões, para poder me dedicar à finalização deste trabalho e também por sempre acreditarem em mim e terem me encorajado a seguir em frente.

Aos meus amigos para a vida toda: Daniel, Bruno, Nanico, Galvo, Topô, Kibe, Xixa e Velho, por serem a minha família que eu escolhi e por terem participado na formação do meu caráter.

Aos meus orientadores, Professores Glauco Nery Taranto e Tatiana Mariano Lessa de Assis, pelo apoio na elaboração deste trabalho e compreensão e ajuda nos pedidos de prorrogações de prazo.

Ao Fernando Cattan Jusan de FURNAS por ter dado a sugestão deste trabalho, ter embarcado neste desafio em tão pouco tempo e pelas inúmeras aulas sobre HVDC e PSCAD. E também ao Nilo José Pereira de Macedo, de FURNAS, por ajudar na resolução de problemas encontrados durante a elaboração dos modelos no ANATEM.

Ao Claudio dos Santos Fonseca e todos os colaboradores da área de estudos elétricos da Marte Engenharia por terem me iniciado na carreira de engenheiro eletricitista e terem me proporcionado grandes desafios que foram fundamentais para tomar gosto deste setor.

Ao Antônio Carlos de Carvalho e a todos da GAT-3 do ONS por terem me ensinado muito e terem despertado a vontade de realizar este mestrado.

À Thais Brandão da Chemtech e ao Marcelo Peres do CENPES/Petrobras por terem sido excelentes chefes e amigos e terem me permitido cursar o mestrado em

tempo parcial juntamente com o trabalho. Um muito obrigado a toda a equipe de elétrica da Chemtech e do CENPES/Petrobras por terem propiciado um excelente ambiente de trabalho.

A Regina Célia P. Baptista da Costa e Luiza Maria de Sousa Carijó, de FURNAS, por terem me permitido me ausentar do trabalho em alguns momentos para poder finalizar esta dissertação e também a todos colaboradores da DEDT.E de FURNAS por serem uma segunda família e colaborarem para um ambiente de trabalho maravilhoso, em especial ao Pedro Marcondes de Brito, Arnaldo Dias Júnior e Renata Ribeiro Silva pelas sugestões dadas que engrandeceram o trabalho e ajuda nas revisões finais.

Ao Felipe Alves Sobrinho da Eletronorte por disponibilizar e adaptar a rotina em VBA, fundamental para conversão das curvas do PSCAD pro ANATEM e também pelas inúmeras explicações sobre Multi-Infeed.

Ao Marcio Szechtman, Maria José Ximenes (Zezé) e Arnaldo Rodrigo Saavedra do ONS por tirarem diversas dúvidas e darem muitas sugestões que engrandeceram este trabalho.

Ao Marcio Goldenberg Sereno, um Mestre, chefe e amigo de sempre.

Ao fisioterapeuta Rodrigo Rocha, que cuidou e destravou a minha coluna várias vezes permitindo que pudesse continuar o andamento desta dissertação sem muitas dores lombares.

A todos os amigos da graduação na UERJ e do mestrado na COPPE/UFRJ por terem tornado o desafio mais agradável.

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

ANÁLISE DA INTERAÇÃO ENTRE ELOS DE CORRENTE CONTÍNUA EM
REDES ELETRICAMENTE PRÓXIMAS

Yuri Rosenblum de Souza

Setembro/2014

Orientadores: Glauco Nery Taranto

Tatiana Mariano Lessa de Assis

Programa: Engenharia Elétrica

Este trabalho tem por objetivo mostrar os problemas associados à interação entre elos de corrente contínua que têm suas estações conversoras conectadas a barras CA que estão eletricamente próximas. Esta configuração é conhecida como *DC Multi-Infeed*. Dentre os diversos fenômenos causados pela interação, a recuperação após uma falha de comutação causada por um defeito da rede CA foi analisada. O modelo *benchmark* para estudos de HVDC do CIGRÉ existente no programa PSCAD da MANITOBA foi utilizado nas análises e também foi modelado no programa ANATEM do CEPEL. Foi feita uma análise de sensibilidade de alguns parâmetros dos sistemas CA e CC utilizando os dois programas e seus resultados foram analisados e discutidos.

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

MULTIPLE HIGH VOLTAGE DIRECT CURRENT LINKS INTERACTION
ANALYSIS WHEN CONNECTED TO ELECTRICALLY CLOSE NETWORKS

Yuri Rosenblum de Souza

September/2014

Advisors: Glauco Nery Taranto

Tatiana Mariano Lessa de Assis

Department: Electrical Engineering

This work aims at showing the main issues related to the interaction between HVDC links that have converter stations connected to the same electrical network. This configuration is known as DC Multi-Infeed. Among the phenomena caused by this interaction, the recovery after commutation failure caused by an AC fault was analyzed and discussed. The CIGRÉ benchmark model for HVDC studies existing on MANITOBA's PSCAD software was used to conduct the analysis and it was also created for the CEPEL's ANATEM software. A sensitivity analysis of some AC and DC systems parameters was carried out on both softwares.

Sumário:

1.	Capítulo I – Introdução.....	1
1.1	Considerações Iniciais	1
1.2	Revisão Bibliográfica	1
1.3	Objetivos e Motivações	4
1.4	Estruturação da Dissertação.....	5
2.	Capítulo II – Transmissão em Corrente Contínua.....	7
2.1	Contexto Histórico.....	7
2.2	Conceitos básicos.....	10
2.2.1	Componentes de um sistema HVDC.....	10
2.2.2	Equações básicas da operação do elo CC.....	12
2.3	Controles do Sistema HVDC.....	19
2.3.1	Sequência de Construção da Característica Estática do Controle do Sistema HVDC.....	20
2.3.2	Instabilidade dos Três Pontos.....	24
2.3.3	Limitador da Ordem de Corrente Dependente da Tensão.....	26
2.3.4	Limite Mínimo de Corrente.....	27
2.3.5	Limite Mínimo do Ângulo de Disparo da Estação Inversora.....	27
2.4	Falha de Comutação.....	28
2.5	Comparação CA X CC	33
2.5.1	Vantagens da Corrente Contínua sobre a Corrente Alternada.....	34
2.5.2	Análise Comparativa Entre o Custo da Transmissão CA e CC.....	38
2.6	Principais Configurações de Sistemas HVDC.....	39
2.6.1	Conversor Comutado Pela Linha.....	40
2.6.2	Conversor Comutado por Capacitor.....	40
2.6.3	Conversor Fonte de Tensão.....	42
2.7	Resumo do Capítulo.....	43
3.	Capítulo III – Sistemas em Configuração <i>DC Multi-Infeed</i>	44
3.1	Introdução	44
3.2	Índices de Avaliação	44
3.2.1	Nível de Curto-Circuito.....	44
3.2.2	Potência no Elo CC	45
3.2.3	Relação de Curto-Circuito.....	45
3.2.4	Relação de Curto-Circuito Efetiva	46
3.2.5	Fator de Interação Multi-Infeed.....	47

3.2.6	Relação de Curto-Circuito Interativa de Multi-Infeed	53
3.2.7	Relação de Curto-Circuito Efetiva Interativa de Multi-Infeed.....	53
3.2.8	Relação de Curto-Circuito de Multi-Infeed.....	53
3.2.9	Relação de Curto-Circuito Efetiva de Multi-Infeed	54
3.2.10	Comparação Entre os Índices MISCR e MSCR.....	54
3.3	Principais Fenômenos da Interação	55
3.3.1	Sobretensões Transitórias (TOV):.....	55
3.3.2	Falha de Comutação Incluindo a Recuperação Após a Falta	57
3.3.3	Interações Harmônicas	57
3.3.4	Interações de Controle e Instabilidade de Tensão/Potência	58
3.4	O Caso Brasileiro.....	59
3.5	Exemplos de Outros Países.....	65
3.5.1	Canadá	65
3.5.2	Noruega	67
3.5.3	China.....	69
3.5.4	Dinamarca.....	72
3.5.5	Índia.....	75
3.6	Resumo do Capítulo.....	76
4.	Capítulo IV – Modelagem do Sistema <i>Benchmark</i> do CIGRÉ no ANATEM	78
4.1	Modelo <i>Benchmark</i> do CIGRÉ para o PSCAD	78
4.1.1	Sistema de Controle.....	80
4.2	Montagem do Modelo no ANATEM.....	80
4.3	Teste em Malha Aberta.....	84
4.3.1	A Representação do Bloco PI.....	85
4.3.2	Regime Permanente	94
4.3.3	Redução de 10% da Ordem de Corrente	98
4.3.4	Curto-Circuito Trifásico	102
4.4	Teste em Malha Fechada	106
4.4.1	Considerações Iniciais	106
4.4.2	Procedimentos para Realizar o Teste de Malha Fechada	109
4.4.3	Regime Permanente.....	110
4.4.4	Redução de 10% da Ordem de Corrente	118
4.4.5	Curto-circuito Trifásico	127
4.5	Resumo do Capítulo.....	136
5.	Capítulo V – Simulações de Sistemas em Configuração <i>DC Multi-Infeed</i>	137
5.1	Simulações em PSCAD	138
5.1.1	Análise da Sensibilidade do Índice MIIF	138

5.1.2	Análise da Sensibilidade do ESCR.....	142
5.1.3	Análise da Sensibilidade da Impedância de Interligação	146
5.1.4	Análise da Sensibilidade do Ângulo de extinção (γ).....	150
5.1.5	Aumento Temporário do Ângulo de Extinção	155
5.1.6	Análise da Ocorrência da Falha de Comutação com a Presença de Apenas um Elo de Corrente Contínua	170
5.2	Simulações em ANATEM	172
5.2.1	Análise da Sensibilidade do Índice MIIF	172
5.2.2	Análise da Sensibilidade do Índice ESCR.....	176
5.2.3	Análise da Sensibilidade da impedância de interligação.....	181
5.2.4	Análise da Sensibilidade do ângulo de extinção	185
5.2.5	Caso com a Imposição de Falha de Comutação	189
5.3	Considerações Sobre as Simulações	193
5.4	Resumo do Capítulo.....	194
6.	Capítulo VI – Conclusões e Trabalhos Futuros.....	195
6.1	Conclusões e Contribuições.....	195
6.2	Sugestões para Trabalhos Futuros	197
7.	Referências Bibliográficas.....	199
	Apêndice A – PSCAD – Parâmetros Utilizados e Sistemas de Controle.....	202
	Apêndice B – ANATEM – Parâmetros Utilizados e Sistemas de Controle.....	206
	Apêndice C – ANAREDE – Parâmetros Utilizados.....	209
	Apêndice D – Rotinas MATLAB	210

Índice de Figuras

Figura 1 – Chegada dos cabos CC à ilha de Gotland – Pátio de válvulas de Gotland [23]	8
Figura 2 - Esquemático de um elo bipolar com os principais componentes (adaptada de [2])	10
Figura 3 – Ponte de Graetz usada em configurações convencionais de conversoras [4]	11
Figura 4 – Formas de Onda da tensão e corrente CA nas pontes conversoras [5]	13
Figura 5 – Comutação entre as válvulas 1 e 3 [5]	14
Figura 6 – Efeitos da Comutação na ponte retificadora [5]	14
Figura 7 – Diagramas fasoriais das tensões e correntes das pontes conversoras [5]	16
Figura 8 – Efeito da comutação na ponte inversora [5]	17
Figura 9 - Característica VdxId ideal de operação	21
Figura 10 - Característica VdxId ideal de operação com o limite de α_{min}	22
Figura 11 - Característica VdxId – Inexistência de ponto de operação	22
Figura 12 - Característica VdxId com os modos de controle principais das estações retificadora e inversora	23
Figura 13 - Característica VdxId para o modo de operação com tensão reduzida	24
Figura 14 - Característica VdxId vários pontos de operação – instabilidade de controle	25
Figura 15 - Característica VdxId Resolução da instabilidade dos três pontos	26
Figura 16 - Característica VdxId real de operação (adaptação de [2])	28
Figura 17 – Detalhe da comutação para operação como estação inversora [1]	31
Figura 18 – Análise econômica da comparação entre transmissão CA X CC	39
Figura 19 – Representação gráfica do MIIF	47
Figura 20 – Cálculo do MIIF, usando a matriz Y_{barra}	48
Figura 21 – Sistema teste para cálculo do MIIF	49
Figura 22 - Medição de $MIIF_{2,4}$	50
Figura 23 - Medição de $MIIF_{4,2}$	51
Figura 24 – Bloqueio de 2 elos – Tensão nas estações inversoras Curva vermelha - $MIIF_{2,4} = MIIF_{4,2} = 0$, Curva azul - $MIIF_{2,4} = MIIF_{4,2} = 0,25$, Curva rosa - $MIIF_{2,4} = MIIF_{4,2} = 0,6$	56
Figura 25 – Conexões de elos HVDC no Brasil Atuais e Futuras – Grandes Distâncias	60
Figura 26 – Situação de <i>DC Multi-Infeed</i> no Brasil – Inversoras próximas eletricamente	61
Figura 27 – Caso equivalente criado para os cálculos dos índices	62
Figura 28 – Situação de <i>DC Multi-Infeed</i> no Canadá [15]	66
Figura 29 – Situação de <i>DC Multi-Infeed</i> na Noruega – adaptação de [38]	68
Figura 30 – Situação de <i>DC Multi-Infeed</i> na China (Elos HVDC na cor preta) [40]	70
Figura 31 – Situação de <i>DC Multi-Infeed</i> na Dinamarca [15]	73
Figura 32 – Situação de <i>DC Multi-Infeed</i> na Índia [16]	76
Figura 33 – Detalhe da rede CA da estação inversora	79
Figura 34 – Detalhe da rede CA da estação retificadora	79
Figura 35 – Sistema Teste do <i>benchmark</i>	80
Figura 36 – Malha de Controle da estação retificadora modelada no ANATEM e vista no CDUEdit	82
Figura 37 – Malhas de controle da estação inversora modelada no ANATEM e vista no CDUEdit	83
Figura 38 – Bloco PROINT do ANATEM [22]	85

Figura 39 – Resultado da variável de saída BETAR do bloco PI no ANATEM (curva azul) e no PSCAD (curva vermelha)	86
Figura 40 – Resultado da variável de saída BETAIC do bloco PI no ANATEM (curva azul) e no PSCAD (curva vermelha)	86
Figura 41 – Resultado da variável de saída BETAIG do bloco PI no ANATEM (curva azul) e no PSCAD (curva vermelha)	87
Figura 42 - Esquemático das possibilidades de representação do bloco PI, no CDUEdit	88
Figura 43 – Degrau introduzido na entrada dos blocos PIs, no PSCAD e no ANATEM	89
Figura 44 - Esquemático do teste dos PIs no PSCAD.....	89
Figura 45 – Resultado da variável de saída BETAR do bloco PI no ANATEM em comparação com a saída no PSCAD (curva vermelha).....	90
Figura 46 – Resultado da variável de saída BETAIC do bloco PI no ANATEM em comparação com a saída no PSCAD (curva vermelha).....	90
Figura 47 – Resultado da variável de saída BETAIG do bloco PI no ANATEM em comparação com a saída no PSCAD (curva vermelha).....	91
Figura 48 – Resultado da variável de saída BETAR do bloco PI no ANATEM em comparação com a saída no PSCAD (curva vermelha).....	92
Figura 49 – Resultado da variável de saída BETAIC do bloco PI no ANATEM em comparação com a saída no PSCAD (curva vermelha).....	92
Figura 50 – Resultado da variável de saída BETAIG do bloco PI no ANATEM em comparação com a saída no PSCAD (curva vermelha).....	93
Figura 51 – Resultado da variável de saída BETAR do bloco PI no ANATEM em comparação com a saída no PSCAD (curva vermelha).....	95
Figura 52 – Resultado da variável de saída BETAIC do bloco PI no ANATEM em comparação com a saída no PSCAD (curva vermelha).....	95
Figura 53 – Resultado da variável de saída BETAIG do bloco PI no ANATEM em comparação com a saída no PSCAD (curva vermelha).....	96
Figura 54 – Resultado da variável de saída AOR em radianos do bloco PI no ANATEM em comparação com a saída no PSCAD (curva vermelha).....	96
Figura 55 – Resultado da variável de saída AOI em radianos do bloco PI no ANATEM em comparação com a saída no PSCAD (curva vermelha).....	97
Figura 56 – Resultado da variável de saída CORDER do bloco PI no ANATEM em comparação com a saída no PSCAD (curva vermelha).....	97
Figura 57 – Resultado da variável de saída BETAR do bloco PI no ANATEM em comparação com a saída no PSCAD (curva vermelha).....	99
Figura 58 – Resultado da variável de saída BETAIC do bloco PI no ANATEM em comparação com a saída no PSCAD (curva vermelha).....	99
Figura 59 – Resultado da variável de saída BETAIG do bloco PI no ANATEM em comparação com a saída no PSCAD (curva vermelha).....	100
Figura 60 – Resultado da variável de saída AOR em radianos do bloco PI no ANATEM em comparação com a saída no PSCAD (curva vermelha).....	100
Figura 61 – Resultado da variável de saída AOI em radianos do bloco PI no ANATEM em comparação com a saída no PSCAD (curva vermelha).....	101
Figura 62 – Resultado da variável de saída CORDER do bloco PI no ANATEM em comparação com a saída no PSCAD (curva vermelha).....	101
Figura 63 – Resultado da variável de saída BETAR do bloco PI no ANATEM em comparação com a saída no PSCAD (curva vermelha).....	103

Figura 64 – Resultado da variável de saída BETAIC do bloco PI no ANATEM em comparação com a saída no PSCAD (curva vermelha).....	103
Figura 65 – Resultado da variável de saída BETAIG do bloco PI no ANATEM em comparação com a saída no PSCAD (curva vermelha).....	104
Figura 66 – Resultado da variável de saída AOR em radianos do bloco PI no ANATEM em comparação com a saída no PSCAD (curva vermelha).....	104
Figura 67 – Resultado da variável de saída AOI em radianos do bloco PI no ANATEM em comparação com a saída no PSCAD (curva vermelha).....	105
Figura 68 – Resultado da variável de saída CORDER do bloco PI no ANATEM em comparação com a saída no PSCAD (curva vermelha).....	105
Figura 69 – Faixa de tempo de fenômenos dinâmicos em sistemas elétricos [44].....	107
Figura 70 – Circuito de disparo usado no PSCAD.....	112
Figura 71 – Comparação entre os ângulos de disparo comandados e medidos na estação retificadora, no PSCAD – Regime Permanente.....	113
Figura 72 – Comparação entre os ângulos de disparo comandados e medidos na estação inversora, no PSCAD – Regime Permanente	113
Figura 73 – Comparação entre as potências ativas em p.u. nas estações retificadora e inversora no ANATEM (curvas amarela e laranja) e no PSCAD (curvas rosa e preta).....	114
Figura 74 – Comparação entre as tensões CC em p.u. nas estações retificadora e inversora no ANATEM (curvas amarela e laranja) e no PSCAD (curvas rosa e preta).....	115
Figura 75 – Comparação entre a corrente na linha CC em p.u. no ANATEM (curva vermelha) e no PSCAD (curva azul)	115
Figura 76 – Comparação entre o sinal AOR em radianos que sai da malha de controle da estação retificadora no ANATEM (curva vermelha) e no PSCAD (curva azul)..	116
Figura 77 – Comparação entre o sinal AOI em radianos que sai da malha de controle da estação inversora no ANATEM (curva vermelha) e no PSCAD (curva azul)	116
Figura 78 – Comparação entre o ângulo de extinção (γ) em graus no ANATEM (curva vermelha) e no PSCAD (curva azul)	117
Figura 79 – Comparação entre as tensões CA em p.u. nas estações retificadora e inversora no ANATEM (curvas vermelha e azul) e no PSCAD (curvas rosa e preta)	117
Figura 80 – Comparação entre os ângulos de disparo comandados e medidos na estação retificadora, no PSCAD – Redução de 10% na Ordem de Corrente	120
Figura 81 – Comparação entre os ângulos de disparo comandados e medidos na estação inversora, no PSCAD – Redução de 10% na Ordem de Corrente.....	121
Figura 82 – Comparação entre a Potência Ativa em p.u. na estação retificadora no ANATEM (curva vermelha) e no PSCAD (curva azul).....	122
Figura 83 – Comparação entre a Potência Ativa em p.u na estação inversora no ANATEM (curva vermelha) e no PSCAD (curva azul).....	122
Figura 84 – Comparação entre a Tensão CC em p.u. na estação retificadora no ANATEM (curva vermelha) e no PSCAD (curva azul).....	123
Figura 85 – Comparação entre a Tensão CC em p.u. na estação inversora no ANATEM (curva vermelha) e no PSCAD (curva azul).....	123
Figura 86 – Comparação entre a corrente na linha CC em p.u. no ANATEM (curva vermelha) e no PSCAD (curva azul)	124
Figura 87 – Comparação entre o sinal AOR em radianos que sai da malha de controle da estação retificadora no ANATEM (curva vermelha) e no PSCAD (curva azul)..	124

Figura 88 – Comparação entre o sinal AOI em radianos que sai da malha de controle da estação inversora no ANATEM (curva vermelha) e no PSCAD (curva azul)	125
Figura 89 – Comparação entre o ângulo de extinção (γ) em graus no ANATEM (curva vermelha) e no PSCAD (curva azul)	125
Figura 90 – Comparação entre as Tensões CA em p.u. na estação retificadora no ANATEM (curva vermelha) e no PSCAD (curva azul).....	126
Figura 91 – Comparação entre as Tensões CA em p.u. na estação inversora no ANATEM (curva vermelha) e no PSCAD (curva azul).....	126
Figura 92 – Comparação entre os ângulos de disparo comandados e medidos na estação retificadora, no PSCAD – Curto-circuito trifásico na estação inversora.....	129
Figura 93 – Comparação entre os ângulos de disparo comandados e medidos na estação inversora, no PSCAD – Curto-circuito trifásico na estação inversora	130
Figura 94 – Comparação entre a Potência Ativa em p.u. na estação retificadora no ANATEM (curva vermelha) e no PSCAD (curva azul).....	131
Figura 95 – Comparação entre a Potência Ativa em p.u. na estação inversora no ANATEM (curva vermelha) e no PSCAD (curva azul).....	131
Figura 96 – Comparação entre a Tensão CC em p.u. na estação retificadora no ANATEM (curva vermelha) e no PSCAD (curva azul).....	132
Figura 97 – Comparação entre a Tensão CC em p.u. na estação inversora no ANATEM (curva vermelha) e no PSCAD (curva azul).....	132
Figura 98 – Comparação entre a corrente na linha CC em p.u. no ANATEM (curva vermelha) e no PSCAD (curva azul)	133
Figura 99 – Comparação entre o sinal AOR em radianos que sai da malha de controle da estação retificadora no ANATEM (curva vermelha) e no PSCAD (curva azul)..	133
Figura 100 – Comparação entre o sinal AOI em radianos que sai da malha de controle da estação inversora no ANATEM (curva vermelha) e no PSCAD (curva azul)	134
Figura 101 – Comparação entre o ângulo de extinção (γ) em graus no ANATEM (curva vermelha) e no PSCAD (curva azul)	134
Figura 102 – Comparação entre a Tensão CA em p.u. na estação retificadora no ANATEM (curva vermelha) e no PSCAD (curva azul).....	135
Figura 103 – Comparação entre a Tensão CA em p.u. na estação inversora no ANATEM (curva vermelha) e no PSCAD (curva azul).....	135
Figura 104 – Sistema teste para as simulações de <i>DC Multi-Infeed</i>	137
Figura 105 – Potência transmitida em p.u. pelo elo 2: Caso 1 – curva vermelha, Caso 2 – curva azul, Caso 3 – curva rosa	140
Figura 106 – Potência transmitida em p.u. pelo elo 1: Caso 1 – curva vermelha, Caso 2 – curva azul, Caso 3 – curva rosa	141
Figura 107 – Tensão CA em p.u. na estação inversora do elo 2: Caso 1 – curva vermelha, Caso 2 – curva azul, Caso 3 – curva rosa	141
Figura 108 – Tensão CA em p.u. na estação inversora do elo 1: Caso 1 – curva vermelha, Caso 2 – curva azul, Caso 3 – curva rosa	142
Figura 109 – Potência transmitida em p.u. pelo elo 2: Caso 4 – curva vermelha, Caso 5 – curva azul, Caso 6 – curva rosa, Caso 7 – curva preta, Caso 8 – curva verde, Caso 9 - curva mostarda	144
Figura 110 – Potência transmitida em p.u. pelo elo 1: Caso 4 – curva vermelha, Caso 5 – curva azul, Caso 6 – curva rosa, Caso 7 – curva preta, Caso 8 – curva verde, Caso 9 - curva mostarda	144
Figura 111 – Tensão CA em p.u. na estação inversora do elo 2: Caso 4 – curva vermelha, Caso 5 – curva azul, Caso 6 – curva rosa, Caso 7 – curva preta, Caso 8 – curva verde, Caso 9 - curva mostarda.....	145

Figura 112 – Tensão CA em p.u. na estação inversora do elo 1: Caso 4 – curva vermelha, Caso 5 – curva azul, Caso 6 – curva rosa, Caso 7 – curva preta, Caso 8 – curva verde, Caso 9 - curva mostarda.....	145
Figura 113 – Potência transmitida em p.u. pelo elo 2: Caso 10 – curva vermelha, Caso 11 – curva azul, Caso 12 – curva rosa, Caso 13 – curva preta, Caso 14 – curva verde, Caso 15, curva mostarda.....	148
Figura 114 – Potência transmitida em p.u. pelo elo 1: Caso 10 – curva vermelha, Caso 11 – curva azul, Caso 12 – curva rosa, Caso 13 – curva preta, Caso 14 – curva verde, Caso 15, curva mostarda.....	148
Figura 115 – Tensão CA em p.u. na estação inversora do elo 2: Caso 10 – curva vermelha, Caso 11 – curva azul, Caso 12 – curva rosa, Caso 13 – curva preta, Caso 14 – curva verde, Caso 15, curva mostarda.....	149
Figura 116 – Tensão CA em p.u. na estação inversora do elo 1: Caso 10 – curva vermelha, Caso 11 – curva azul, Caso 12 – curva rosa, Caso 13 – curva preta, Caso 14 – curva verde, Caso 15, curva mostarda.....	149
Figura 117 – Potência transmitida em p.u. pelo elo 2: Caso 16 – curva vermelha, Caso 17 – curva azul, Caso 18 – curva rosa	152
Figura 118 – Potência transmitida em p.u. pelo elo 1: Caso 16 – curva vermelha, Caso 17 – curva azul, Caso 18 – curva rosa	152
Figura 119 – Tensão CA em p.u. na estação inversora do elo 2: Caso 16 – curva vermelha, Caso 17 – curva azul, Caso 18 – curva rosa	153
Figura 120 – Tensão CA em p.u. na estação inversora do elo 1: Caso 16 – curva vermelha, Caso 17 – curva azul, Caso 18 – curva rosa	153
Figura 121 – Ordem de γ em graus na estação inversora do elo 2: Caso 16 – curva vermelha, Caso 17 – curva azul, Caso 18 – curva rosa	154
Figura 122 – Ordem de γ em graus na estação inversora do elo 1: Caso 16 – curva vermelha, Caso 17 – curva azul, Caso 18 – curva rosa	154
Figura 123 – Fluxograma para detecção de uma falha de comutação.....	156
Figura 124 – Diagrama básico do Aumento temporário de Gama (TGI).....	156
Figura 125 – Entrada do aumento temporário de Gama na malha de controle da inversora	157
Figura 126 – Potência transmitida em p.u. pelo elo 2: Caso 2 – curva vermelha, Caso 2 com TGI de 7 graus – curva azul.....	158
Figura 127 – Potência transmitida em p.u. pelo elo 1: Caso 2 – curva vermelha, Caso 2 com TGI de 7 graus – curva azul.....	159
Figura 128 – Tensão CA em p.u. na estação inversora do elo 2: Caso 2 – curva vermelha, Caso 2 com TGI de 7 graus – curva azul.....	159
Figura 129 – Tensão CA em p.u. na estação inversora do elo 1: Caso 2 – curva vermelha, Caso 2 com TGI de 7 graus – curva azul.....	160
Figura 130 – Ordem de γ em graus na estação inversora do elo 2: Caso 2 – curva vermelha, Caso 2 com TGI de 7 graus – curva azul.....	160
Figura 131 – Ordem de γ em graus na estação inversora do elo 1: Caso 2 – curva vermelha, Caso 2 com TGI de 7 graus – curva azul.....	161
Figura 132 – γ medido em graus na estação inversora do elo 2: Caso 2 – curva vermelha, Caso 2 com TGI de 7 graus – curva azul.....	161
Figura 133 – γ medido em graus na estação inversora do elo 1: Caso 2 – curva vermelha, Caso 2 com TGI de 7 graus – curva azul.....	162
Figura 134 – Consumo de potência reativa medido em Mvar na estação inversora do elo 2: Caso 2 – curva vermelha, Caso 2 com TGI de 7 graus – curva azul.....	162

Figura 135 – Consumo de potência reativa medido em Mvar na estação inversora do elo 1: Caso 2 – curva vermelha, Caso 2 com TGI de 7 graus – curva azul.....	163
Figura 136 – Potência transmitida em p.u. pelo elo 2: Caso 3 – curva vermelha, Caso 3 com TGI de 17 graus – curva azul.....	164
Figura 137 – Potência transmitida em p.u. pelo elo 1: Caso 3 – curva vermelha, Caso 3 com TGI de 17 graus – curva azul.....	165
Figura 138 – Tensão CA em p.u. na estação inversora do elo 2: Caso 3 – curva vermelha, Caso 3 com TGI de 17 graus – curva azul.....	165
Figura 139 – Tensão CA em p.u. na estação inversora do elo 1: Caso 3 – curva vermelha, Caso 3 com TGI de 17 graus – curva azul.....	166
Figura 140 – Ordem de γ em graus na estação inversora do elo 2: Caso 3 – curva vermelha, Caso 3 com TGI de 17 graus – curva azul.....	166
Figura 141 – Ordem de γ em graus na estação inversora do elo 1: Caso 3 – curva vermelha, Caso 3 com TGI de 17 graus – curva azul.....	167
Figura 142 – γ medido em graus na estação inversora do elo 2: Caso 3 – curva vermelha, Caso 3 com TGI de 17 graus – curva azul.....	167
Figura 143 – γ medido em graus na estação inversora do elo 1: Caso 3 – curva vermelha, Caso 3 com TGI de 17 graus – curva azul.....	168
Figura 144 – Consumo de potência reativa medido em Mvar na estação inversora do elo 1: Caso 3 – curva vermelha, Caso 3 com TGI de 17 graus – curva azul.....	168
Figura 145 – Consumo de potência reativa medido em Mvar na estação inversora do elo 1: Caso 3 – curva vermelha, Caso 3 com TGI de 17 graus – curva azul.....	169
Figura 146 – À esquerda - Presença de um elo – curva vermelha, À direita - Presença de dois elos – curva azul.....	170
Figura 147 – Potência transmitida em p.u. pelo elo 1: presença de um elo – curva vermelha, presença de dois elos – curva azul.....	171
Figura 148 – Potência transmitida em p.u. pelo elo 2: presença de um elo – curva vermelha, presença de dois elos – curva azul.....	171
Figura 149 – Potência transmitida em p.u. pelo elo 2: Caso 1 – curva vermelha, Caso 2 – curva azul, Caso 3 – curva rosa	174
Figura 150 – Potência transmitida em p.u. pelo elo 1: Caso 1 – curva vermelha, Caso 2 – curva azul, Caso 3 – curva rosa	174
Figura 151 – Tensão CA em p.u. na estação inversora do elo 2: Caso 1 – curva vermelha, Caso 2 – curva azul, Caso 3 – curva rosa	175
Figura 152 – Tensão CA em p.u. na estação inversora do elo 1: Caso 1 – curva vermelha, Caso 2 – curva azul, Caso 3 – curva rosa	175
Figura 153 – Potência transmitida em p.u. pelo elo 2: Caso 4 – curva vermelha, Caso 5 – curva azul, Caso 6 – curva rosa, Caso 7 – curva preta, Caso 8 – curva verde, Caso 9 - curva mostarda	177
Figura 154 – Potência transmitida em p.u. pelo elo 1: Caso 4 – curva vermelha, Caso 5 – curva azul, Caso 6 – curva rosa, Caso 7 – curva preta, Caso 8 – curva verde, Caso 9 - curva mostarda	177
Figura 155 – Tensão CA em p.u. na estação inversora do elo 2: Caso 4 – curva vermelha, Caso 5 – curva azul, Caso 6 – curva rosa, Caso 7 – curva preta, Caso 8 – curva verde, Caso 9 - curva mostarda.....	178
Figura 156 – Tensão CA em p.u. na estação inversora do elo 1: Caso 4 – curva vermelha, Caso 5 – curva azul, Caso 6 – curva rosa, Caso 7 – curva preta, Caso 8 – curva verde, Caso 9 - curva mostarda.....	178

Figura 157 – Ordem de γ em graus na estação inversora do elo 2: Caso 4 – curva vermelha, Caso 5 – curva azul, Caso 6 – curva rosa, Caso 7 – curva preta, Caso 8 – curva verde, Caso 9 - curva mostarda.....	179
Figura 158 – Ordem de γ em graus na estação inversora do elo 1: Caso 4 – curva vermelha, Caso 5 – curva azul, Caso 6 – curva rosa, Caso 7 – curva preta, Caso 8 – curva verde, Caso 9 - curva mostarda.....	179
Figura 159 – Ordem de γ em graus na estação inversora do elo 2: Caso 4 – curva vermelha, Caso 5 – curva azul, Caso 6 – curva rosa, Caso 7 – curva preta, Caso 8 – curva verde, Caso 9 - curva mostarda – Ampliação da Figura 157.....	180
Figura 160 – Ordem de γ em graus na estação inversora do elo 1: Caso 4 – curva vermelha, Caso 5 – curva azul, Caso 6 – curva rosa, Caso 7 – curva preta, Caso 8 – curva verde, Caso 9 - curva mostarda - Ampliação da Figura 158	180
Figura 161 – Potência transmitida em p.u. pelo elo 2: Caso 10 – curva vermelha, Caso 11 – curva azul, Caso 12 – curva rosa, Caso 13 – curva preta, Caso 14 – curva verde, Caso 15, curva mostarda.....	182
Figura 162 – Potência transmitida em p.u. pelo elo 1: Caso 10 – curva vermelha, Caso 11 – curva azul, Caso 12 – curva rosa, Caso 13 – curva preta, Caso 14 – curva verde, Caso 15, curva mostarda.....	182
Figura 163 – Tensão CA em p.u. na estação inversora do elo 2: Caso 10 – curva vermelha, Caso 11 – curva azul, Caso 12 – curva rosa, Caso 13 – curva preta, Caso 14 – curva verde, Caso 15, curva mostarda.....	183
Figura 164 – Tensão CA em p.u. na estação inversora do elo 1: Caso 10 – curva vermelha, Caso 11 – curva azul, Caso 12 – curva rosa, Caso 13 – curva preta, Caso 14 – curva verde, Caso 15, curva mostarda.....	183
Figura 165 – Ordem de γ em graus na estação inversora do elo 2: Caso 10 – curva vermelha, Caso 11 – curva azul, Caso 12 – curva rosa, Caso 13 – curva preta, Caso 14 – curva verde, Caso 15, curva mostarda.....	184
Figura 166 – Ordem de γ em graus na estação inversora do elo 1: Caso 10 – curva vermelha, Caso 11 – curva azul, Caso 12 – curva rosa, Caso 13 – curva preta, Caso 14 – curva verde, Caso 15, curva mostarda.....	184
Figura 167 – Ordem de γ em graus na estação inversora do elo 1: Caso 10 – curva vermelha, Caso 11 – curva azul, Caso 12 – curva rosa, Caso 13 – curva preta, Caso 14 – curva verde, Caso 15, curva mostarda - Ampliação da Figura 166.....	185
Figura 168 – Potência transmitida em p.u. pelo elo 2: Caso 16 – curva vermelha, Caso 17 – curva azul, Caso 18 – curva rosa	186
Figura 169 – Potência transmitida em p.u. pelo elo 1: Caso 16 – curva vermelha, Caso 17 – curva azul, Caso 18 – curva rosa	186
Figura 170 – Tensão CA em p.u. na estação inversora do elo 2: Caso 16 – curva vermelha, Caso 17 – curva azul, Caso 18 – curva rosa	187
Figura 171 – Tensão CA em p.u. na estação inversora do elo 1: Caso 16 – curva vermelha, Caso 17 – curva azul, Caso 18 – curva rosa	187
Figura 172 – Ordem de γ em graus na estação inversora do elo 2: Caso 16 – curva vermelha, Caso 17 – curva azul, Caso 18 – curva rosa	188
Figura 173 – Ordem de γ em graus na estação inversora do elo 1: Caso 16 – curva vermelha, Caso 17 – curva azul, Caso 18 – curva rosa	188
Figura 174 – Potência transmitida em p.u. pelo elo 2: curva vermelha – ANATEM, curva azul - PSCAD	190
Figura 175 – Potência transmitida em p.u. pelo elo 1: curva vermelha – ANATEM, curva azul - PSCAD	190

Figura 176 – Tensão CA em p.u. na estação inversora do elo 2: curva vermelha – ANATEM, curva azul - PSCAD	191
Figura 177 – Tensão CA em p.u. na estação inversora do elo 1: curva vermelha – ANATEM, curva azul - PSCAD	191
Figura 178 – Ordem de γ em graus na estação inversora do elo 2: curva vermelha – ANATEM, curva azul - PSCAD	192
Figura 179 – Ordem de γ em graus na estação inversora do elo 1: curva vermelha – ANATEM, curva azul – PSCAD.....	192
Figura 180 – Detalhe da estação inversora com filtros, capacitores, transformadores conversores e pontes de Graetz	202
Figura 181 – Detalhe da estação retificadora com filtros, capacitores, transformadores conversores e pontes de Graetz	203
Figura 182 – Malha de Controle da estação retificadora.....	203
Figura 183 – Malhas de Controle da estação inversora.....	204

Índice de Tabelas:

Tabela 1 – Número de linhas em paralelo para transmitir 7000 MW [27].....	35
Tabela 2 – Dados do Sistema Teste (em p.u., base 100 MVA).....	49
Tabela 3 – Matriz padrão MIIF para um sistema com 3 elos HVDC.....	52
Tabela 4 – Matriz padrão Pdc x MIIF para um sistema com 3 elos HVDC.....	52
Tabela 5 – Classificação do Potencial de Interação	52
Tabela 6 – Elos CC no Brasil	60
Tabela 7 – Matriz MIIF e cálculos dos índices para o SIN (2013 – 2016) - casos de curto-circuito máximo	63
Tabela 8 – Matriz MIIF e cálculos dos índices para o SIN (2017 – 2019) - casos de curto-circuito máximo	63
Tabela 9 – Matriz MIIF e cálculos dos índices para o SIN (2020 – 2022) - casos de curto-circuito máximo	63
Tabela 10 – Matriz MIIF e cálculos dos índices para o SIN (2013 – 2016) - casos de curto-circuito mínimo	64
Tabela 11 – Matriz MIIF e cálculos dos índices para o SIN (2017 – 2019) - casos de curto-circuito mínimo	64
Tabela 12 – Matriz MIIF e cálculos dos índices para o SIN (2020 – 2022) - casos de curto-circuito mínimo	64
Tabela 13 – Elos CC no Canadá.....	65
Tabela 14 – Matriz MIIF para os elos CC no Canadá.....	66
Tabela 15 – Matriz MIIF simplificada para os elos CC no Canadá	67
Tabela 16 – Elos CC na Noruega	67
Tabela 17 – Matriz MIIF para os elos CC na Noruega com os índices ESCR/MIESCR [37]	69
Tabela 18 – Elos CC em Operação na China	69
Tabela 19 – Matriz MIIF para os elos CC na China.....	71
Tabela 20 – Índices calculados para os elos CC na China	71
Tabela 21 – Elos CC na Dinamarca	72
Tabela 22 – Matriz MIIF para os elos CC na Dinamarca Ocidental – Cenário Máximo	74
Tabela 23 – Matriz MIIF para os elos CC na Dinamarca Ocidental – Cenário Mínimo	74
Tabela 24 – Matriz MIIF para os elos CC na Dinamarca Oriental – Cenário Máximo .	74
Tabela 25 – Matriz MIIF para os elos CC na Dinamarca Oriental – Cenário Mínimo..	74
Tabela 26 – Elos CC na Índia.....	75
Tabela 27 – Matriz MIIF para os elos CC na Índia	76
Tabela 28 – Casos simulados no PSCAD e ANATEM.....	138
Tabela 29 – Resumo dos dados Originais do sistema teste do <i>benchmark</i> :	205

Índice de Siglas e Abreviações:

- AHE – Aproveitamento Hidroelétrico
- ANATEM – Análise de Transitórios Eletromecânicos
- ATP – Alternative transients program
- B2B – Back-to-back
- CA – Corrente Alternada
- CC – Corrente Contínua
- CCC – Capacitor Commutated Converter
- CCCi – Inverter Constant Current Control
- CCCr – Rectifier Constant Current Control
- CDU – Código definido pelo Usuário
- CEA – Constant Extinction Angle
- CEC – Current Error Control
- CESCR – Critical Effective Short Circuit Ratio
- CHP – Combined heat and Power
- CIA – Constant Ignition Angle
- CIGRÉ – Conseil International des Grands Réseaux Électriques
- DC – Direct Current
- DSP – Digital Signal Processor
- EPE – Empresa de Pesquisa Energética
- ESCR - Effective Short Circuit Ratio
- HVDC – High Voltage Direct Current
- GTO – Gate Turn-Off Thyristor
- IEEE – Institute of Electrical and Electronics Engineers
- IGBT – Insulated gate bipolar transistor

IGCT – Integrated Gate Commutated Thyristor

LT – Linha de transmissão

MESCR – Multi-Infeed Effective Short Circuit Ratio

MIESCR – Multi-Infeed Interactive Effective Short Circuit Ratio

MIIF – Multi-Infeed Interaction Factor

MISCR – Multi-Infeed Interactive Short Circuit Ratio

MSCR – Multi-Infeed Short Circuit Ratio

NORDEL – Nordic Electricity

Pdc – Potência no elo DC

PI – Bloco Proporcional-Integral

PMU – Phasor Measurement Unit

PLL – Phase-Locked Loop

PLO – Phase Locked Oscillator

PSCAD - Power Systems Computer Aided Design

Scc – Short Circuit Capacity

SCR – Short Circuit Ratio

SEPOPE – Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão

Elétrica

SIN – Sistema Interligado Nacional

SVC – Static Var Compensator

TC – Transformador de Corrente

TGI – Temporary Gamma Increase

TOV – Transient overvoltages

UCTE – Union for the Coordination of the Transmission of Electricity

VDCOL – Voltage dependent current order limiter

VSC – Voltage Source Converter

1. Capítulo I – Introdução

1.1 Considerações Iniciais

Com a grande demanda por elos HVDC (*High Voltage Direct Current*) no mundo e com o avanço dessa tecnologia, eventualmente algum elo HVDC entrará em operação, tendo sua estação conversora próxima a outra conversora já existente. Quando dois ou mais elos CC têm suas estações conversoras conectadas a barras CA que estão numa mesma rede, tem-se uma configuração comumente chamada, doravante mencionada, *DC Multi-Infeed*. Esta configuração pode causar uma interação significativa entre os elos. Isto dependerá principalmente do valor da impedância entre essas barras, da potência de curto-circuito na região do sistema CA visto pelas mesmas e do despacho de potência CC passante pelo elo. Contudo, também poderá depender de parâmetros do sistema de controle das pontes conversoras.

1.2 Revisão Bibliográfica

Esta Seção destina-se à revisão da literatura explorada nesta dissertação e à descrição do estado da arte quanto aos principais pontos que irão compor o tema da dissertação.

As bases teóricas de corrente contínua estão bem explicadas nas referências [1], [2] e [3] e também em outras dissertações, como [4], [5], [6] e [7].

O estudo de problemas associados à presença de elos de corrente contínua, tais como falhas de comutação e sobretensões transitórias, deu início ao desenvolvimento de modelos *benchmark*.

O primeiro modelo *benchmark* para estudos de HVDC do CIGRÉ (*Conseil International des Grands Réseaux Électriques*) foi publicado em 1991 [8]. Desenvolvido para programas de transitórios eletromagnéticos, entre eles, o PSCAD (*Power Systems Computer Aided Design*) [9], este tem sido o modelo mais utilizado e difundido para estudos de HVDC. No X SEPOPE (Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica), foi apresentado um trabalho onde este mesmo modelo foi elaborado para o programa ATP (*Alternative transients program*) [10]. Existem também outras referências como [11] e [12] que mostram o desenvolvimento desse modelo no programa SIMULINK/MATLAB.

Segundo [13], um sistema CA pode ser considerado fraco se sua impedância equivalente for alta ou se sua inércia mecânica for baixa. Estas duas condições representam um nível de curto-circuito baixo do sistema CA associado. Por esta razão, costuma-se dizer corretamente que o sistema CA é considerado fraco quando possui um nível de curto-circuito baixo. Segundo [13] e [14], podem ser observados os seguintes problemas associados à operação de elos CC conectados a sistemas CA fracos:

- Altas sobretensões dinâmicas
- Instabilidade de tensão
- Ressonância harmônica
- Tensão com *flicker*

Então, é sabido que um elo de corrente contínua necessita estar conectado a uma rede CA forte, com alto nível de curto-circuito, para ter uma operação segura e confiável. Nas diversas referências sobre o assunto, como [2], existe um índice, denominado SCR (*Short Circuit Ratio*) que representa a relação entre o nível de curto-circuito de uma barra da rede CA com o montante de potência CC injetada pelo elo conectado a esta barra. Este índice foi elaborado para dar a ideia da força de um sistema CA mediante a entrada de um elo CC. Entretanto, também na referência [2] é encontrado um índice mais adequado que o SCR, denominado ESCR (*Effective Short Circuit Ratio*). Este índice é mais adequado para analisar a força de um sistema CA mediante a entrada de um elo CC, pois leva em consideração em seu cálculo, os filtros e capacitores associados à operação do elo CC.

Assim, para indicar a capacidade de um sistema CA de receber um montante de potência CC, classifica-se este sistema, de acordo com [14], como:

- Forte, se $ESCR > 5$;
- Moderado, se $ESCR$ entre 3 e 5;
- Fraco, se $ESCR < 3$.

Com refinamentos nos controles CA e CC essas classificações mudaram. Ou seja, a evolução dos controles das redes CA e CC permitem atualmente, uma operação de elos CC com ESCRs menores que aqueles mencionados acima por [14]. A referência [13], citada por [2] recomenda a seguinte classificação:

- Forte, se $ESCR > 3$;
- Fraco, se $ESCR$ entre 2 e 3;
- Muito Fraco se $ESCR < 2$.

Na Seção 3.2.4 encontram-se mais detalhes sobre esses índices e também as formas corretas de calculá-los.

A referência [13] foi fruto de uma força tarefa criada pelo CIGRÉ e IEEE (*Institute of Electrical and Electronics Engineers*) para auxiliar no planejamento de sistemas CC conectados em redes elétricas fracas, de baixo nível de curto-circuito. Estas classificações feitas pelas referências [13] e [14] são válidas para análises de sistemas CA que tem apenas um elo CC em operação, configuração doravante mencionada como *DC Single-Infeed*.

Quando se passa a estudar uma configuração *DC Multi-Infeed*, outros índices têm que ser levados em consideração. A referência [15] é hoje a mais completa fonte sobre o *DC Multi-Infeed*. Em [15] são descritos todos os índices que devem ser considerados num estudo de uma situação de *DC Multi-Infeed*, os fenômenos causados pela interação entre dois ou mais elos são discutidos e casos reais de estudos feitos para diversos países que têm em seu sistema elétrico a situação de *DC Multi-Infeed* são apresentados. O caso de *DC Multi-Infeed* presente na Índia não é abordado nesta referência, mas é abordado nas referências [16], [17] e [18].

A referência [15] mostra que existe um índice que propõe mensurar a interação entre duas barras do sistema CA que possuem um elo CC conectado a cada uma delas. Este índice é descrito pela relação entre a variação de tensão em uma barra CA causada pela variação de tensão na outra barra CA. Esse índice é denominado MIIF (*Multi-Infeed Interaction Factor*) e é calculado da seguinte forma: $MIIF_{j,i}$ igual a $\Delta V_i / \Delta V_j$. Ou seja, o fator MIIF da barra j em relação à barra i é a variação de tensão na barra i causada pela variação de tensão na barra j, onde as barras i e j são barras CA do sistema que tem ou terão elos de corrente contínua e deseja-se analisar a possível interação entre elas.

As referências [19] e [20] já abordam o caso de *DC Multi-Infeed* no sistema elétrico brasileiro e sugerem a aproximação do índice $MIIF_{j,i}$ para Z_{ij}/Z_{ii} , onde Z_{ij} é o elemento da linha i e da coluna j na matriz Z_{barra} do sistema CA. Essa aproximação é válida como ver-se-á no decorrer da dissertação e foi utilizada para os cálculos dos índices em todos os casos simulados. Na Seção 3.2.5 encontram-se mais detalhes sobre esses índices e também as formas corretas de calculá-los além de uma comparação entre as duas formas apresentadas.

As referências [15] e [21] apresentam um índice que define a força de um sistema CA que apresenta a configuração de *DC Multi-Infeed*. Este índice é denominado

de MIESCR (*Multi-Infeed Interactive Effective Short Circuit Ratio*) e leva em consideração todos os montantes de potência CC injetadas numa rede CA associados aos fatores MIIF de cada barra CA onde existe um elo conectado. Esta classificação segue a linha de raciocínio que a referência [13] segue para sistemas *DC Single-Infeed*. De acordo com as referências [15] e [21]:

- $MIESCR_i > 3$: A conversora *i* está conectada a uma rede CA forte;
- $2 < MIESCR_i < 3$: A conversora *i* está conectada a uma rede CA fraca;
- $MIESCR_i < 2$: A conversora *i* está conectada a uma rede CA muito fraca.

Ainda de acordo com [15], o valor de MIESCR deve ser no mínimo igual a 2,5.

Na Seção 3.2.7 encontram-se mais detalhes sobre esse índice e também a forma correta de calculá-lo.

1.3 Objetivos e Motivações

O principal objetivo desta dissertação foi estudar as interações mais comuns inerentes a uma configuração de *DC Multi-Infeed* e estudar os índices representativos da sensibilidade da grandeza destas interações e seu impacto na rede CA. Através de simulações computacionais em programas de transitórios eletromagnéticos e eletromecânicos, será analisada e discutida a recuperação do elo após uma falha de comutação, sendo esta, a interação mais comum e crítica para um sistema elétrico com a presença de elos CC.

Outro grande objetivo desta dissertação foi modelar, no programa ANATEM (Análise de Transitórios Eletromecânicos) [22] do CEPTEL, o modelo *benchmark* do CIGRÉ para estudos HVDC criado para PSCAD e já bem conhecido e estudado. Faz-se necessário, para fins didáticos e acadêmicos, possuir um modelo *benchmark* para um programa de transitórios eletromecânicos para estudar as interações que um elo CC provoca na rede CA. A modelagem da rede CA num programa de transitórios eletromecânicos também é mais simples e por isso, necessita de menos processamento computacional que um programa de transitórios eletromagnéticos. Por exemplo, no Capítulo 5, onde se apresentam os resultados das simulações de *DC Multi-Infeed*, o tempo necessário para simular um caso no PSCAD de 3 segundos de duração, às vezes chegava a demorar mais de 1 minuto, enquanto a mesma simulação no ANATEM durava menos que 1 segundo.

Os modelos disponíveis de elos HVDC para o ANATEM se baseiam nos sistemas de controle do elo do sistema de transmissão CC da usina de Itaipu e em outros mais complexos de outros fabricantes. É interessante possuir um modelo mais simplificado, que contenham as malhas de controle mais básicas da teoria de controle de sistemas HVDC para estudar as interações mais comuns de elos CC na rede CA.

Outro objetivo significativo foi analisar a situação de *DC Multi-Infeed* que se dará no SIN (Sistema Interligado Nacional) nos próximos anos. Esta será uma situação bastante desafiadora para o planejamento e a operação do sistema elétrico tendo em vista que nos próximos anos entrarão em operação de maneira progressiva, elos CC em barras CA que estão eletricamente próximas. Unir-se-ão aos bipolos do sistema de transmissão CC da usina de Itaipu e ao primeiro bipolo referente ao sistema de transmissão das usinas do rio Madeira, o segundo bipolo referente a esse sistema de transmissão (ainda em 2014), dois bipolos associados à transmissão da energia proveniente da usina de Belo Monte e muito provavelmente o elo CC para escoar a energia proveniente das usinas do AHE (Aproveitamento Hidrelétrico) Tapajós. Todos estes sistemas terão estações conversoras localizadas em subestações na região Sudeste do país, onde está localizado o grande centro de carga do SIN. Essas barras, por estarem eletricamente próximas, possuem moderada interação.

Outro problema é que em determinados cenários de carga e geração, estas barras possuem baixo nível de curto-circuito, e é necessário transmitir grandes blocos de potência CC pelos elos, pois os reservatórios das usinas do rio Madeira têm pouca capacidade de regulação, assim como ocorrerá com a usina de Belo Monte. Assim, os valores de ESCR e MIESCR serão relativamente baixos e este fato prejudicará a operação dos elos CC. Serão apresentados mais detalhes sobre o caso brasileiro na Seção 3.4.

1.4 Estruturação da Dissertação

Segue uma breve descrição de como esta dissertação está dividida.

No Capítulo II, discorre-se sobre a transmissão em corrente contínua, passando pelo seu contexto histórico. Aqui se resume a história da corrente contínua para entender como se forma um cenário de *DC Multi-Infeed*. Faz-se um resumo de conceitos básicos fundamentais para o entendimento da operação de um elo CC, abordando também seus componentes principais. Explica-se também os conceitos

principais da teoria de controle de um sistema CC, detalhando como funcionam as suas malhas de controle principais, assunto que será bastante abordado nos próximos capítulos. Faz-se um breve debate sobre as vantagens e desvantagens da transmissão em corrente contínua sobre a transmissão em corrente alternada. Encerra-se esta Seção com a apresentação dos principais tipos de configurações de sistemas HVDC.

No Capítulo III o tema *DC Multi-Infeed* é explorado. Neste capítulo, são explicados os índices que serão mencionados com frequência durante a dissertação, fala-se dos fenômenos que o *DC Multi-Infeed* pode causar e faz-se menção à situação particular que o sistema brasileiro vivenciará nos próximos anos. Experiências obtidas em sistemas elétricos de outros países também são mencionadas.

No Capítulo IV apresenta-se o processo de montagem do modelo já existente no programa PSCAD, da MANITOBA HVDC RESEARCH CENTRE que é um programa de transitórios eletromagnéticos, para o ANATEM do CEPEL que é um programa de transitórios eletromecânicos. São apresentados os resultados de simulações feitas, tanto em malha aberta como em malha fechada e as diferenças encontradas nos dois programas são analisadas.

No Capítulo V apresentam-se as simulações de *DC Multi-Infeed*, feitas no programa PSCAD e no programa ANATEM, comenta-se os resultados e soluções são propostas para amenizar os problemas detectados.

No Capítulo VI, as conclusões da dissertação são apresentadas e são dadas algumas sugestões de trabalhos futuros.

Ademais, são listadas as referências bibliográficas e nos Apêndices, são apresentados os modelos e dados do sistema teste utilizado, e rotinas em MATLAB utilizadas para os cálculos dos índices de avaliação para sistemas *DC Multi-Infeed*.

2. Capítulo II – Transmissão em Corrente Contínua

2.1 Contexto Histórico

As primeiras descobertas científicas acerca da eletricidade foram feitas através da corrente contínua. Galvani, Volta, Oersted, Ohm e Ampère utilizaram a corrente contínua para seus primeiros experimentos. A sua primeira aplicação foi a telegrafia, tendo como fonte de energia baterias, usando circuitos de retorno pela terra [1].

Thomas Edison foi o pai da corrente contínua, tendo feito a primeira central elétrica no mundo, em 1882, na Rua Pearl em Nova Iorque. Essa central transmitia corrente contínua em 110 V através de tubos subterrâneos num raio de 1,6 km. Sua energia vinha de geradores CC acionados por turbinas a vapor. Durante anos, muitas cidades aderiram ao esquema proposto por Edison para iluminar suas ruas [1].

Os primeiros sistemas de transmissão em corrente contínua eram extremamente ineficientes, principalmente por causa das altas perdas nos cabos condutores fazendo com que grande parte da potência gerada fosse perdida. A potência fornecida pelos geradores só poderia ser entregue às cargas em pequenas distâncias, e para se manter as perdas por efeito Joule na transmissão e a queda de tensão em níveis aceitáveis, era necessário que a transmissão de potência fosse feita em altos níveis de tensão para as longas distâncias. Esses níveis eram tão altos que foram considerados inadequados para geração e consumo de potência. Assim, tornou-se uma necessidade encontrar um meio conveniente de transformação da tensão para valores menores.

Os adventos do transformador (1886), circuitos polifásicos e o motor de indução CA, patenteados por Nikola Testa em 1888, tornaram o cenário mais atrativo para a geração, transmissão e distribuição de energia elétrica em corrente alternada. Com a possibilidade de ter diversos níveis de tensão nos sistemas CA, o uso de diferentes níveis de geração, transmissão e consumo ficou mais flexível. Além disso, os geradores CC são mais complexos que os geradores CA e os motores CC superam os motores CA em complexidade e preço [7].

Então, o sistema de transmissão CA começou a ser largamente utilizado, sempre tentando explorar maiores distâncias entre a geração e os centros consumidores. Foram construídas linhas aéreas com tensões cada vez maiores e cabos submarinos foram desenvolvidos [5].

Porém, justamente por causa das longas distâncias exploradas pelos sistemas CA, problemas relacionados à potência reativa passante nas linhas, prejudicando o controle de tensão e também problemas de estabilidade angular, problemas característicos da transmissão CA a longas distâncias, começaram a emergir e fazer com que os planejadores dos sistemas elétricos voltassem os olhares para a corrente contínua.

O primeiro elo de corrente contínua a entrar em operação no mundo foi o elo de Gotland na Suécia, em 1954 [1], ainda com o sistema de válvulas a vapor de mercúrio. Com 98 km de cabo submarino com retorno pelo solo, este elo tinha capacidade nominal de 30 MW e evitou a construção de centrais térmicas na ilha. Além disso, a distância era muito grande para usar cabos CA.

A Figura 1 ilustra à esquerda, a fase da chegada dos cabos CC à ilha de Gotland feita através de navios e excessivo trabalho manual, tarefa que hoje em dia é mais automatizada envolvendo menor esforço. À direita, é mostrado como era o pátio das válvulas do sistema HVDC de Gotland. Este já foi reconstruído e atualizado com tecnologias de válvulas mais recentes.



Figura 1 – Chegada dos cabos CC à ilha de Gotland – Pátio de válvulas de Gotland [23]

Por volta de 1960, eletrodos controlados foram adicionados a diodos de silício, resultando em retificadores controlados de silício (SCRs). Nascia então o tiristor e com ele, uma nova era para os sistemas HVDC pelo mundo. A evolução da eletrônica de potência tornou os sistemas HVDC bastante atrativos, com construção mais simples, mais baratos e confiáveis. A primeira aplicação de um sistema HVDC, usando válvulas tiristorizadas, foi o sistema de Eel River no Canadá, comissionado no ano de 1972 [1]. Esse se constitui de um elo CC do tipo *back-to-back* (B2B) que faz a ligação assíncrona entre os sistemas de Quebec e New Brunswick.

Com a redução do custo e do tamanho dos equipamentos, junto com o aumento da confiabilidade, ocorreu um aumento considerável no uso dos sistemas HVDC pelo mundo.

O Brasil, país de dimensões continentais, apresenta grande potencial e as principais características para uso dos sistemas HVDC. O primeiro elo de corrente contínua do país, o elo da usina de Itaipu, entrou em operação em 1984, com extensão de aproximadamente 810 km entre as subestações de Foz do Iguaçu (PR) e Ibiúna (SP). A conversão CA/CC é feita através de oito conversores em cada subestação, cada dois formando um polo, que compõem os dois bipolos em ± 600 kV, sendo a transmissão realizada através de quatro linhas, uma em cada polo. Na Seção 3.4 serão apresentados mais detalhes sobre os sistemas HVDC brasileiros.

Com a grande demanda por elos HVDC no mundo e com o avanço dessa tecnologia, eventualmente algum elo HVDC entraria em operação tendo sua estação conversora próxima a outra conversora já existente. Constrói-se então um cenário de *DC Multi-Infeed*. Uma situação que, ao se analisar o contexto histórico, julga-se inevitável e a presente dissertação se propõe a estudá-lo.

É interessante perceber que a corrente contínua, que era suprema num primeiro momento, foi totalmente substituída pela corrente alternada. Entretanto o que se nota nos últimos anos é que o sistema HVDC vem se tornando novamente uma opção para a transmissão de energia elétrica em algumas situações particulares (longas distâncias, sistemas assíncronos, etc.).

2.2 Conceitos básicos

Os conceitos básicos sobre a transmissão em corrente contínua estão bem explicados nas referências [1], [2] e [3] e também em outras dissertações, como [4], [5], [6] e [7].

Assim, nesta Seção serão apresentados alguns conceitos e equações para permitir o entendimento de algumas considerações feitas no decorrer desta dissertação. O desenvolvimento das equações pode ser encontrado nas referências citadas e, portanto as equações serão apenas apresentadas resumidamente.

2.2.1 Componentes de um sistema HVDC

Os principais componentes associados a um sistema HVDC convencional são vistos na Figura 2, usando um sistema bipolar como exemplo.

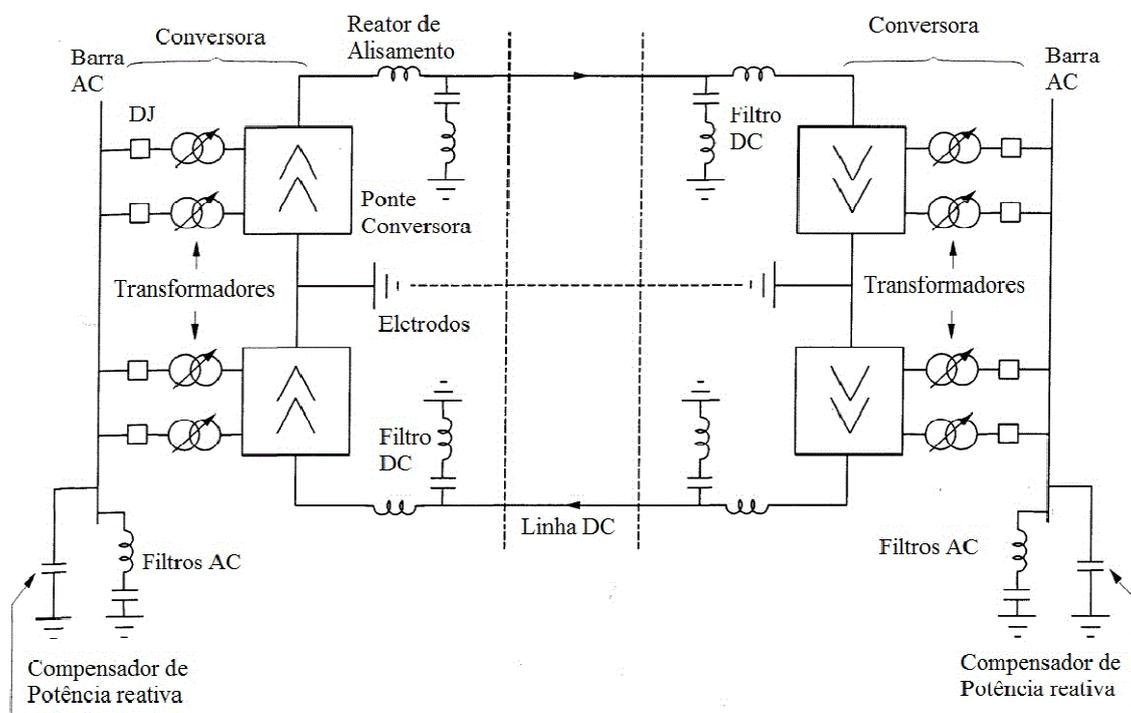


Figura 2 - Esquemático de um elo bipolar com os principais componentes (adaptada de [2])

2.2.1.1 Conversores

Realizam a conversão CA/CC (retificação) e CC/CA (inversão), e consistem em pontes de tiristores e transformadores com tapes variáveis. As pontes consistem em tiristores de alta tensão conectados numa configuração a seis ou doze pulsos. A ponte mais convencional é a ponte de seis pulsos, também chamada de ponte de *Graetz*, que é mostrada na Figura 3. Os transformadores conversores fornecem uma fonte de tensão trifásica aterrada num nível apropriado à ponte de tiristores. No transformador, o lado

dos tiristores está aterrado e, portanto o sistema CC poderá estabelecer sua própria referência para a terra, normalmente aterrando o terminal positivo ou o negativo da ponte conversora.

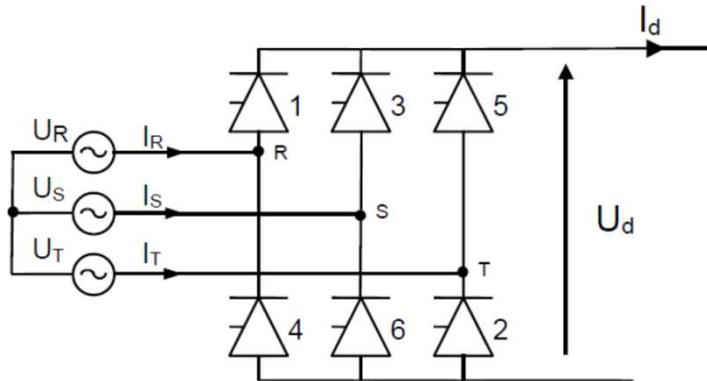


Figura 3 – Ponte de Graetz usada em configurações convencionais de conversoras [4]

2.2.1.2 Reator de Alisamento

Estes são grandes reatores com uma indutância da ordem de 1,0 H [2] conectados em série com cada polo de cada estação conversora. Eles servem para:

- Diminuir tensões e correntes harmônicas na linha CC;
- Prevenir contra falha de comutação na estação inversora;
- Prevenir contra a descontinuidade da corrente a cargas leves;
- Limitar a corrente de crista na estação retificadora durante defeito na linha CC.

2.2.1.3 Filtros de Harmônicos

Os conversores geram tensões e correntes harmônicas nos lados CA e CC. Esses podem causar superaquecimento dos capacitores e dos geradores próximos e interferência com sistemas de telecomunicações. Então, são aplicados filtros nos lados CA e CC para evitar que as correntes harmônicas geradas pelos conversores se propaguem para o sistema CA. Adicionalmente também podem fornecer parte da potência reativa necessária para a operação dos conversores.

2.2.1.4 Fontes de Potência Reativa

As conversoras CC consomem muita potência reativa, conforme será mencionado na Seção 2.5. Sob condições de regime permanente, a potência reativa consumida é por volta de 50% da potência ativa transferida. Sob condições transitórias, o consumo de potência reativa pode ser bem maior. Assim, fontes de potência reativa são então conectadas às barras CA das conversoras. Dependendo da demanda

necessitada ao elo CC e ao sistema CA, parte da fonte de potência reativa pode ser em forma de compensadores síncronos ou SVC's (*Static Var Compensators*). Os capacitores associados com os filtros CA também fornecem parte da potência reativa requerida.

2.2.1.5 Eletrodos

A maioria dos elos CC é projetada para usar a terra como condutor neutro por pelo menos curtos períodos. A conexão para a terra requer um condutor de grande bitola para minimizar densidades de corrente e gradientes de tensão superficial. Esse condutor é denominado eletrodo. Se for necessário restringir o fluxo de corrente para a terra, um condutor metálico pode ser usado como parte da linha CC.

2.2.1.6 Linhas CC

Podem ser linhas aéreas ou cabos subterrâneos ou submarinos. Com exceção do número de condutores e espaço requerido, linhas CC são bem similares às linhas CA.

2.2.1.7 Disjuntores CA

Com o objetivo de isolar defeitos no transformador e para tirar o elo CC de serviço, disjuntores são usados no lado CA. Eles não são usados para eliminar defeitos CC, já que esses defeitos podem ser eliminados mais rapidamente pelos controles dos conversores.

2.2.2 Equações básicas da operação do elo CC

As indutâncias longitudinais presentes na transmissão CA e de transformadores de geradores, principalmente dos transformadores conversores das estações conversoras, evitam que a comutação de corrente de uma válvula para outra ocorra de forma instantânea. A comutação acontece num período de comumente chamado de ângulo de comutação ou *overlap* (μ). Este ângulo na estação retificadora em conjunto com o ângulo de disparo (α) contribui para a formação do ângulo de fator de potência (ϕ_r) e assim, no consumo de potência reativa desta ponte conversora. Igualmente, o fator de potência da ponte inversora, juntamente com a potência reativa necessária para sua operação é determinado pelo ângulo de comutação (μ) e pelo ângulo de extinção (γ). O consumo de potência reativa pode então ser controlado pela limitação dos valores dos ângulos de disparo (α) da ponte retificadora e de extinção (γ) da ponte inversora. Para efeito de simplificação das equações, o ângulo de comutação da ponte retificadora e

inversora será representado pela mesma variável (μ), entretanto, cabe ressaltar que não necessariamente eles terão o mesmo valor.

As formas de onda da corrente e tensão CA numa ponte conversora são indicadas na Figura 4.

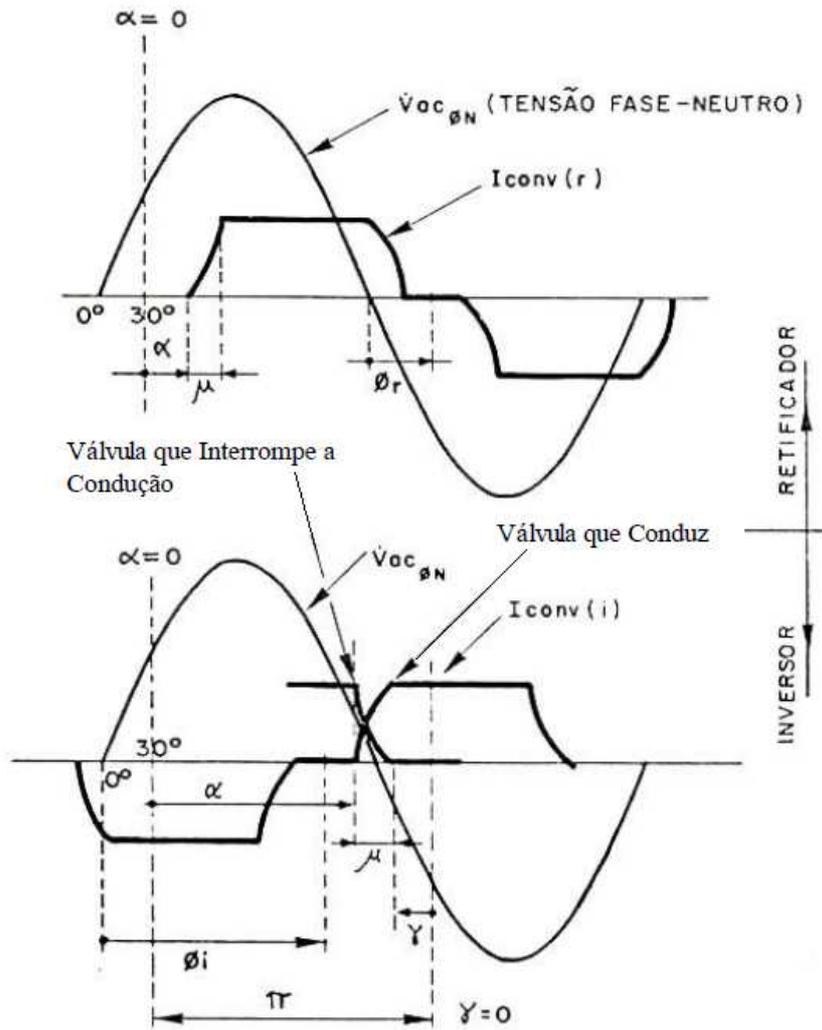


Figura 4 – Formas de Onda da tensão e corrente CA nas pontes conversoras [5]

2.2.2.1 Operação como Ponte Retificadora

O circuito da Figura 5 ilustra do processo de comutação entre as válvulas 1 e 3 na ponte retificadora. Durante a comutação ocorre um curto-circuito nas fases que estão comutando e, por conseguinte, a tensão CC medida se dá pela média aritmética das tensões das fases envolvidas na comutação. O efeito da comutação é reduzir a tensão média da ponte retificadora como mostra a Figura 6 através da área “A” [5].

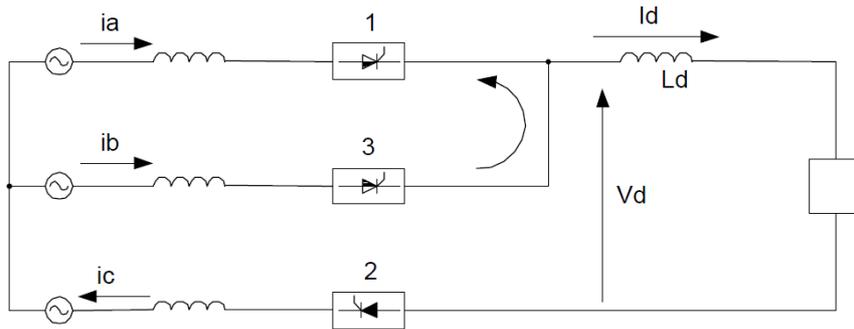


Figura 5 – Comutação entre as válvulas 1 e 3 [5]

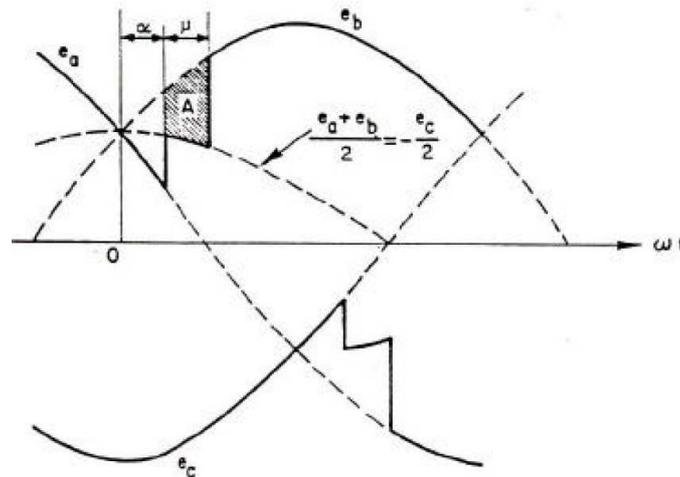


Figura 6 – Efeitos da Comutação na ponte retificadora [5]

O processo de integração da forma de onda da tensão CC permite chegar a expressão da tensão media CC:

$$Vd_r = \frac{3\sqrt{2}}{\pi} E_r \cdot \frac{\cos(\alpha) + \cos(\alpha + \mu)}{2} \quad (2.1)$$

$$E_r = R_{espR} Vac_r \quad (2.2)$$

Onde:

- E_r : Tensão CA de linha RMS corrigida pela relação de espiras do transformador conversor;
- R_{espR} : relação de espiras do transformador conversor da ponte retificadora;
- Vac_r : Tensão do lado CA das válvulas;
- α : ângulo de disparo da ponte retificadora;
- μ : ângulo de comutação da ponte retificadora.

Esta equação somente é válida quando a ponte conversora está operando com ângulo de comutação (μ) inferior a 60° , com condução de no máximo três válvulas durante o período de comutação.

A equação (2.1) também pode ser reescrita em função da reatância de comutação e da corrente na linha CC.

$$Vd_r = \frac{3\sqrt{2}}{\pi} E_r \cos(\alpha) - \frac{3}{\pi} X_{cr} I_d \quad (2.3)$$

Onde:

- X_{cr} : Reatância de comutação da estação retificadora
- I_d : Corrente contínua na linha CC

Está é a chamada equação característica da ponte retificadora. Na dedução desta supõe-se que a corrente CC é livre de ondulações e, portanto, a reatância X_{cr} é igual em valor à reatância do transformador conversor (X_{tc}).

Através das equações (2.1) e (2.3) pode-se obter uma expressão para o ângulo de comutação (μ).

$$\mu = \cos^{-1} \left(\cos \alpha - \frac{2X_{cr} I_d}{\sqrt{2}E_r} \right) - \alpha \quad (2.4)$$

Pode-se chegar a uma expressão útil para a análise do fenômeno da comutação no tratamento da equação (2.4):

$$\cos(\alpha + \mu) = \cos \alpha - \frac{2X_{cr} I_d}{\sqrt{2}E_r} \quad (2.5)$$

Para determinar as injeções e absorções de potência ativa e reativa é preciso chegar a uma expressão para os ângulos do fator de potência ϕ_r e ϕ_i das pontes retificadora e inversora respectivamente. Para isso, primeiramente chega-se a uma expressão para a corrente CC:

$$I_d = \frac{E_r}{\sqrt{2}X_{cr}} \cdot [\cos \alpha - \cos(\alpha + \mu)] \quad (2.6)$$

A Figura 7 mostra o diagrama fasorial da tensão Vac (fase-neutro) e das correntes nas pontes retificadora e inversora. São apresentados os ângulos ϕ_r e ϕ_i que representam o atraso da corrente em relação à tensão. Estes ângulos também são mostrados na Figura 4.

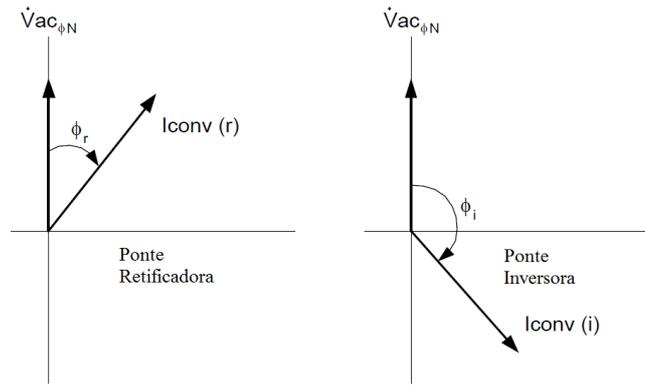


Figura 7 – Diagramas fasoriais das tensões e correntes das pontes conversoras [5]

O ângulo na ponte retificadora é menor que 90° e na ponte inversora é maior que 90° . Isso mostra que na ponte retificadora a potência ativa e reativa estão no mesmo sentido, ou seja, a ponte retificadora extraindo potência ativa e reativa do sistema CA. Na ponte inversora, as potências ativa e reativa estão em sentidos opostos, ou seja, a inversora envia a potência ativa ao sistema CA e extrai potência reativa do mesmo.

Uma aproximação válida para a determinação do fator de potência da ponte retificadora pode ser efetuada igualando-se as potências ativas CA e CC na ponte retificadora, que resulta em [5]:

$$\cos \phi_r = \frac{\cos \alpha + \cos(\alpha + \mu)}{2} \quad (2.7)$$

Assim, pode-se determinar a potência reativa consumida por:

$$Q_{ret} = P_{dr} \cdot \operatorname{tg} \phi_r \quad (2.8)$$

Onde:

- P_{dr} : Potência ativa injetada pela ponte retificadora

Pela equação (2.8), deduz-se que a ponte conversora consome bastante potência reativa. Supondo $\alpha = 15^\circ$ e $\mu = 20^\circ$, tem-se um consumo de potência reativa de aproximadamente $0,505 \cdot P_{dr}$.

A potência ativa na ponte retificadora pode ser calculada em função da tensão média CC e da corrente na linha CC:

$$P_{dr} = V_{dr} \cdot I_d \quad (2.9)$$

2.2.2.2 Operação como Ponte Inversora

A ponte conversora convencional só permite corrente unidirecional, então a ponte inversora deve ter a polaridade dos terminais CC invertidas quando conectadas a linha CC.

O processo da comutação na ponte inversora é ilustrado na Figura 8:

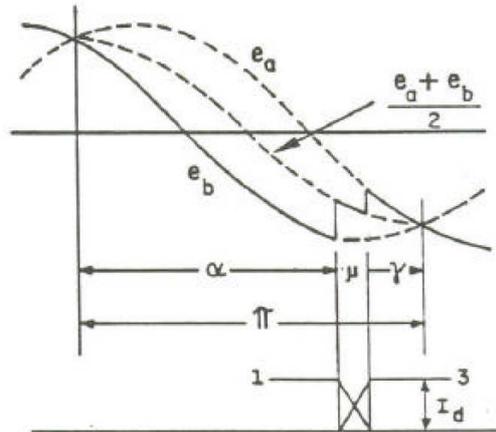


Figura 8 – Efeito da comutação na ponte inversora [5]

Percebe-se na Figura 8 que o ângulo de disparo α é maior que 90° resultando num valor médio de tensão negativo, condição necessária para a operação como ponte inversora.

Todas as equações para a ponte retificadora são válidas para a ponte inversora desde que se substitua α por γ e se inverta o sinal da expressão obtida. Mas como as pontes retificadora e inversora têm a mesma referência de potencial e se procede a inversão física de polaridade dos terminais CC da ponte inversora, a equação da tensão média CC volta a ter o mesmo sinal da equação (2.1).

$$Vd_i = \frac{3\sqrt{2}}{\pi} E_i \cdot \frac{\cos(\gamma) + \cos(\gamma + \mu)}{2} \quad (2.10)$$

$$E_i = R_{espl} Vac_i \quad (2.11)$$

Onde:

- E_i : Tensão CA corrigida pela relação de espiras do transformador conversor;
- R_{espl} : relação de espiras do transformador conversor da ponte inversora;
- V_{aci} : Tensão do lado CA das válvulas;
- γ : ângulo de extinção da ponte inversora;
- μ : ângulo de comutação da ponte inversora.

Para análise da operação da ponte inversora, é conveniente que as equações sejam expressas em função do ângulo de extinção (γ). Como ver-se-á adiante, o ângulo de extinção (γ) é a variável de controle principal da ponte inversora.

Pela Figura 4, pode-se notar que:

$$\alpha + \mu + \gamma = 180^\circ \quad (2.12)$$

A partir desta relação tem-se que:

$$\begin{aligned} \alpha + \mu &= 180^\circ - \gamma \\ \cos(\alpha + \mu) &= \cos(180^\circ - \gamma) \\ \cos(\alpha + \mu) &= \cos 180^\circ \cos \gamma + \sin 180^\circ \sin \gamma \\ \cos(\alpha + \mu) &= -\cos \gamma \end{aligned} \quad (2.13)$$

E também:

$$\cos(\alpha) = \cos[180^\circ - (\gamma + \mu)] = -\cos(\gamma + \mu) \quad (2.14)$$

Aplicando as equações (2.13) e (2.14) na (2.5) tem-se que:

$$\cos(\gamma + \mu) = \cos \gamma - \frac{2X_{ci}I_d}{\sqrt{2E_i}} \quad (2.15)$$

A equação (2.10) pode ser reescrita nos termos de I_d e X_{ci}

$$Vd_i = \frac{3\sqrt{2}}{\pi} E_i \cos(\gamma) - \frac{3}{\pi} X_{ci} I_d \quad (2.16)$$

A corrente no inversor será dada por:

$$I_d = \frac{E_r}{\sqrt{2}X_{ci}} \cdot [\cos \gamma - \cos(\gamma + \mu)] \quad (2.17)$$

O fator de potência na ponte inversora será dado por:

$$\cos \phi_i = \frac{\cos \gamma + \cos(\gamma + \mu)}{2} \quad (2.18)$$

Assim, pode-se determinar a potência reativa consumida por:

$$Q_{inv} = P_{di} \cdot \text{tg} \phi_i \quad (2.19)$$

Onde:

- P_{di} : Potência ativa injetada pela ponte inversora

Pela equação (2.19), deduz-se que a ponte conversora consome bastante potência reativa. Supondo $\gamma = 15^\circ$ e $\mu = 20^\circ$, tem-se um consumo de potência reativa de aproximadamente $0,505 \cdot P_{di}$.

A potência ativa na ponte inversora pode ser calculada em função da tensão média CC e da corrente na linha CC:

$$P_{di} = V_{di} \cdot I_d \quad (2.20)$$

Com o elo operando em regime permanente, a corrente I_d pode ser calculada da seguinte maneira:

$$I_d = \frac{V_{dr} - V_{di}}{R_{LDC}} \quad (2.21)$$

Onde:

- R_{LDC} : Resistência da linha CC

Nas seções 2.2.2.1 e 2.2.2.2, pode-se constatar que a operação da ponte conversora consome potência reativa. Este consumo é inerente ao processo de disparo e ao processo de comutação que deslocam a forma de onda da corrente, provocando um atraso em relação à forma de onda da tensão, como pode-se ver na Figura 4. Este consumo está intimamente relacionado aos valores de ângulos de disparo da ponte retificadora e de extinção da ponte inversora e pode aumentar, caso ângulos maiores de disparo e de extinção sejam explorados nas pontes retificadora e inversora, respectivamente.

2.3 Controles do Sistema HVDC

Uma das maiores vantagens dos sistemas HVDC é a rápida controlabilidade da potência transmitida através dos ângulos de disparo dos conversores [3]. Conforme a tecnologia foi avançando, o controle do elo, além de rápido, ganhou mais confiabilidade.

O sistema de controle de um sistema HVDC tem como principais desafios:

- Limitar grandes variações de corrente devido a distúrbios na rede CA;
- Proteger as válvulas e demais equipamentos pela limitação da corrente máxima;
- Manter a tensão CC próxima a nominal;
- Manter o fator de potência nos terminais do elo o mais alto possível;
- Prevenir-se contra a falha de comutação na estação inversora.

Em operação normal, o controle de corrente é feito pela ponte retificadora e o controle do ângulo de extinção (γ) é feito pela ponte inversora. Os ângulos de disparo da

ponte retificadora e de extinção da ponte inversora são mantidos em valores mínimos para obter amplitudes maiores de tensão CC e, por conseguinte, menor consumo de potência reativa.

A filosofia de controle de elos HVDC é amplamente analisada em diversas referências como [1], [2] e [3] através da sua característica estática de controle $V_d \times I_d$. Esta característica permite a visualização do ponto de operação das pontes retificadora e inversora num mesmo gráfico, tendo no eixo das ordenadas o valor de tensão CC e no eixo das abcissas, o valor da corrente CC. A seguir, mostra-se como se dá a construção desta característica, abordando as malhas principais de controle e algumas que atuam em condições anormais de operação. Este gráfico tem por objetivo apresentar todos os pontos de operação possíveis para as pontes conversoras.

2.3.1 Sequência de Construção da Característica Estática do Controle do Sistema HVDC

Para começar a analisar esta característica estática, é necessário o conhecimento de algumas equações de operação básica do elo.

A seguir, é apresentada a equação característica da estação retificadora já mencionada na Seção 2.2.2.1:

$$Vd_r = \frac{3\sqrt{2}}{\pi} E_r \cos(\alpha) - \frac{3}{\pi} X_{cr} I_d \quad (2.22)$$

A seguir, é apresentada a equação característica da estação inversora já mencionada na Seção 2.2.2.2

$$Vd_i = \frac{3\sqrt{2}}{\pi} E_i \cos(\gamma) - \frac{3}{\pi} X_{ci} I_d \quad (2.23)$$

Para a análise do ponto de operação na característica estática $V_d \times I_d$, é preciso arbitrar um ponto de referência para a medição da tensão e corrente.

Pode-se adotar, por exemplo, a barra CC da estação inversora como ponto de referência, embora outras referências adotem a barra da estação retificadora [2] e às vezes até o meio da linha CC, como é feito na modelagem do *benchmark* do CIGRÉ.

Então a tensão V_d vista pela estação retificadora deve incluir a resistência da linha CC (R_{LDC}) e fica:

$$V_d = \frac{3\sqrt{2}}{\pi} E_r \cos(\alpha) - \left(\frac{3}{\pi} X_{cr} + R_{LDC} \right) I_d \quad (2.24)$$

Para a prevenção da falha de comutação na estação inversora, este conversor, em modo normal de operação fica responsável por controlar o ângulo de extinção (γ) (CEA – *Constant Extinction Angle*), ficando então a cargo da estação retificadora o controle da corrente (CCCr – *Rectifier Constant Current Control*), ajustada em um valor que é denominado ordem de corrente (I_{d0}). A Figura 9 mostra estes dois modos de controle graficamente. O controle CCCr é de ação rápida, atuando no ângulo de disparo da estação retificadora (α). Na estação retificadora ainda há o controle através dos tapes do transformador conversor, que atua na tensão CA, no sentido de manter o ângulo de disparo (α) numa faixa de operação aceitável. O controle por tapes também está presente na estação inversora, mas nesta, ele atua na tensão CA com o objetivo de manter a tensão CC próxima da nominal. Os controles por tapes são bem lentos (da ordem de 6 a 10 segundos) quando comparados aos controles de corrente e de ângulo de extinção (ordem de alguns milissegundos).

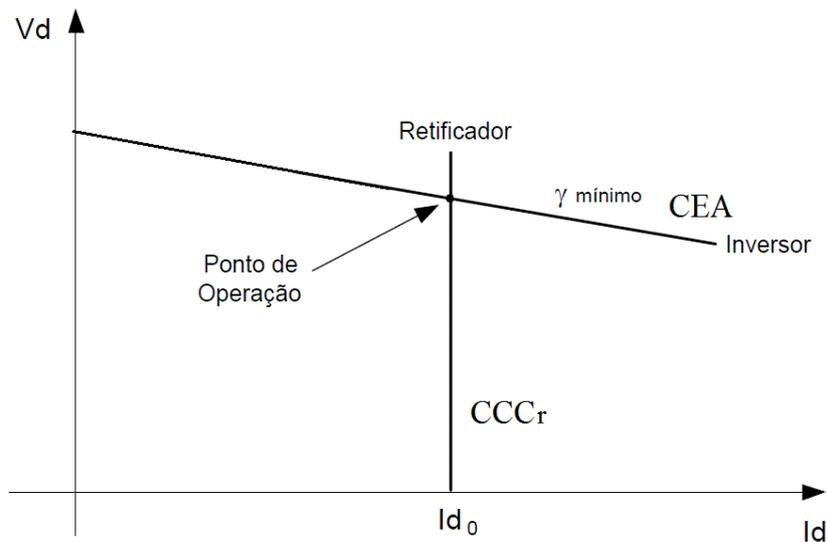


Figura 9 - Característica $V_d \times I_d$ ideal de operação

Se a tensão CC na estação inversora começar a aumentar e atingir valores maiores que a tensão CC na estação retificadora, a estação retificadora começará a diminuir o seu ângulo de disparo, aumentando sua tensão CC, para manter a corrente constante no valor pré-ajustado (I_{d0}). Entretanto, há uma limitação física para a diminuição do ângulo de disparo que teoricamente não pode ser menor que zero, mas na prática, essa limitação gira em torno de 5° [1]. Então esta limitação tem que ser representada na característica estática, como pode ser visto na Figura 10.

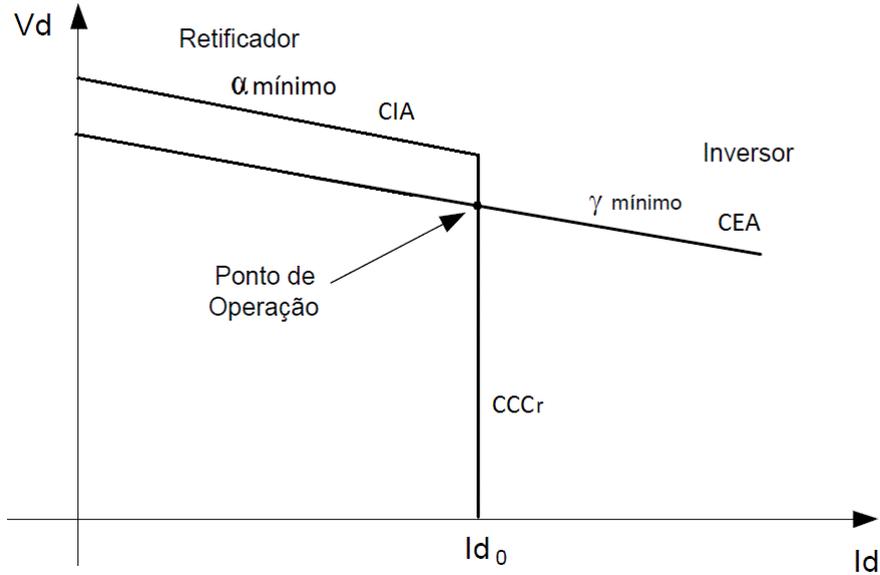


Figura 10 - Característica $V_d \times I_d$ ideal de operação com o limite de α_{\min}

Se a tensão CA na estação inversora continuar aumentando, por conseguinte aumentando sua tensão CC, e o ângulo de disparo da ponte retificadora atingir seu limite mínimo a estação retificadora perde a capacidade de controlar a corrente, pois agora tem que controlar o ângulo de disparo (CIA – *Constant Ignition Angle*). Caso a tensão CC na ponte inversora continue aumentando, a ponte retificadora não pode mais diminuir o ângulo de disparo e por isso, não haverá ponto de operação possível e a potência transmitida cairá a zero, como mostra a Figura 11.

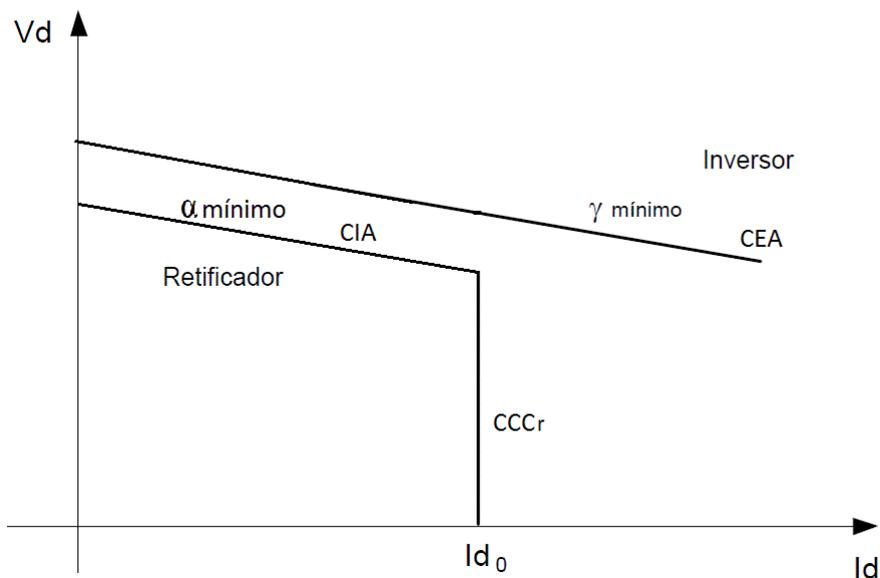


Figura 11 - Característica $V_d \times I_d$ – Inexistência de ponto de operação

Para evitar esta condição, a ponte inversora também é provida de uma malha de controle de corrente (CCCi – *Inverter Constant Current Control*) que irá atuar em

situações anormais de operação, como pode ser visto na Figura 12. Por este motivo ela fica ajustada para controlar a corrente em um valor menor que a ordem de corrente. Geralmente, este valor é normalmente ajustado em 10% e é denominado de margem de corrente (I_m) [2].

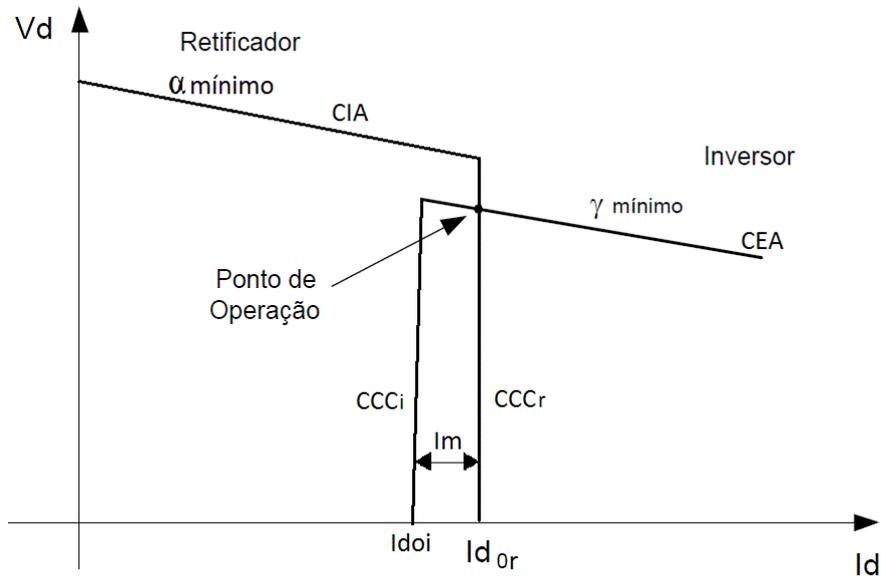


Figura 12 - Característica $V_d \times I_d$ com os modos de controle principais das estações retificadora e inversora

Num cenário distinto, supõe-se que por condições desfavoráveis do sistema, o ângulo de disparo (α) é levado ao valor mínimo pelo controle. Isso indica a necessidade de aumentar ainda mais a tensão CC da ponte retificadora para manter a ordem de corrente. Com o ângulo de disparo (α) preso no limite, a inversora começa a controlar a corrente num valor abaixo da ordem de corrente. Se a corrente continuar diminuindo, o controle da ponte inversora atuará no seu ângulo de disparo (α) e, por conseguinte, no seu ângulo de extinção (γ). Com o aumento do ângulo de extinção (γ), a tensão CC será reduzida, mantendo assim a ordem de corrente ajustada na inversora. Este modo é denominado de modo de operação de tensão reduzida e pode ser visto na Figura 13.

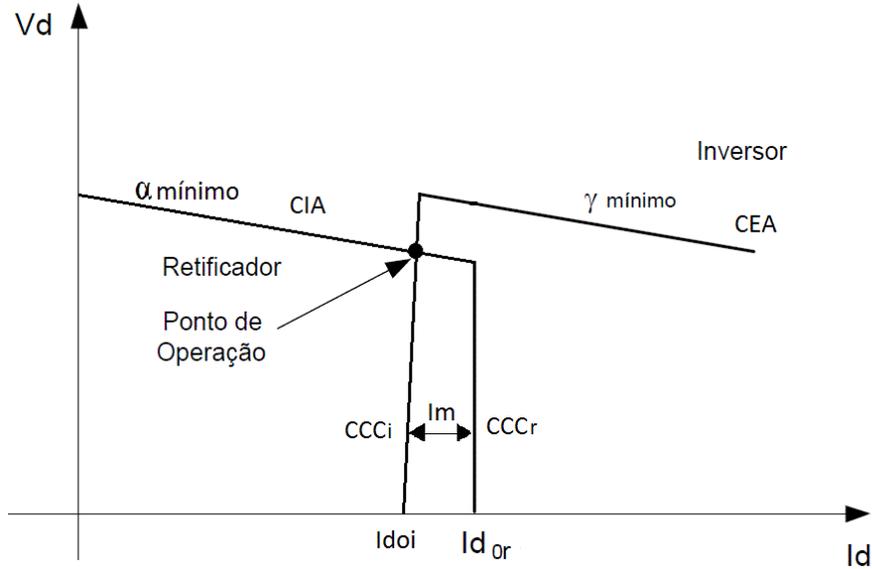


Figura 13 - Característica $V_d \times I_d$ para o modo de operação com tensão reduzida

2.3.2 Instabilidade dos Três Pontos

A Figura 12 mostra a característica de operação $V_d \times I_d$ com as malhas de controle principais estudadas até esta Seção.

As inclinações referentes aos controles de α mínimo e γ mínimo são retas com coeficientes angulares iguais a:

$$-\left(\frac{3}{\pi} X_{cr} + R_{LDC}\right), \text{ para } \alpha \text{ mínimo.} \quad (2.25)$$

$$-\frac{3}{\pi} X_{ci}, \text{ para } \gamma \text{ mínimo.} \quad (2.26)$$

A única componente da reatância de comutação (X_{cr}) considerada na análise da característica era a reatância do transformador conversor (X_{tc}), como foi visto na Seção 2.2.2.1, já que era assumido filtragem ideal nas barras de comutação, proporcionando-lhe uma forma de onda perfeitamente senoidal.

Entretanto será adicionada a esta reatância, a reatância equivalente dos sistemas CA transmissor e receptor, já que considera-se que a ocorrência de faltas podem causar desequilíbrios de fase, variações nas magnitudes das tensões, ou seja, as impedâncias do sistema CA começam a fazer parte da formação do equivalente visto pela ponte conversora. Isto se deve porque somente as tensões internas dos geradores é que permanecem como fontes ideais de tensão e assim, a reatância de comutação passa a ter outra componente, além da própria do transformador conversor.

Assim, as inclinações citadas anteriormente mudam para:

$$-\left(\frac{3}{\pi} X_{cr} + R_{LDC} + \frac{3}{\pi} X_{sR}\right), \text{ para } \alpha \text{ mínimo.} \quad (2.27)$$

$$-\frac{3}{\pi}(X_{ci} + X_{sI}), \quad (2.28)$$

, para γ mínimo.

Onde:

X_{sR} : Reatância equivalente do sistema transmissor (estação retificadora)

X_{sI} : Reatância equivalente do sistema receptor (estação inversora)

No caso de sistemas fracos, como acontece com bastante frequência na estação inversora, a reatância equivalente do sistema, X_{sI} , não pode ser desprezada. Para sistemas fracos, este valor de X_{sI} é alto, e pode ser alto o suficiente para que a inclinação de γ mínimo cruze com a inclinação de α mínimo.

Esta característica de não-operação do sistema de controle HVDC, mostrada na Figura 14 é conhecida como de instabilidade dos três pontos [4]. Percebe-se claramente que haveria a possibilidade de três pontos de operação. Na prática, observou-se que o sistema ficaria oscilando entre estes pontos, não havendo maneira de estabilizá-lo. Sempre que o sistema CA da estação inversora for mais fraco que o da estação retificadora, caso bastante frequente, haverá o perigo da ocorrência da instabilidade dos três pontos.

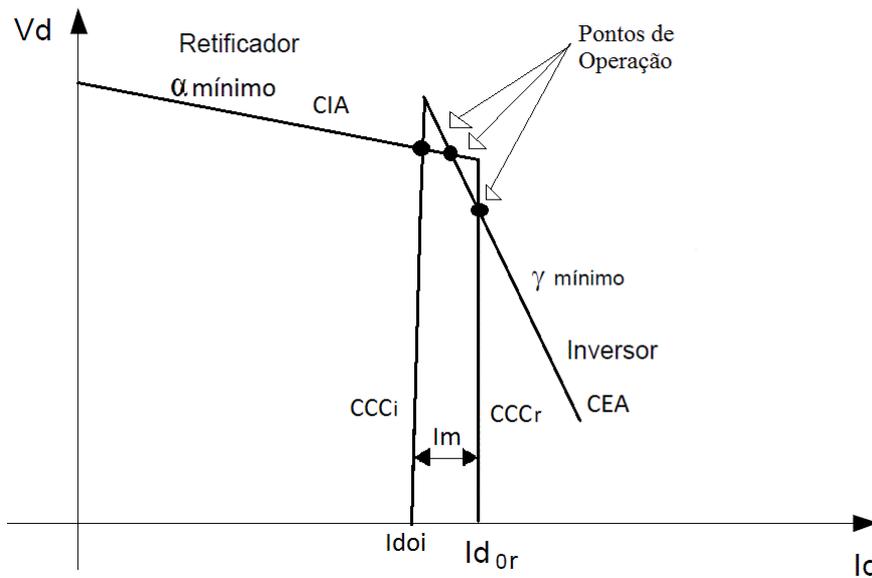


Figura 14 - Característica $V_d \times I_d$ vários pontos de operação – instabilidade de controle

Os fabricantes resolveram esta questão colocando um modo de transição entre as malhas de controle de corrente e γ mínimo da estação inversora. Este modo de transição foi denominado de controle do erro de corrente (CEC – *Current Error control*) [4] e está representado na Figura 15.

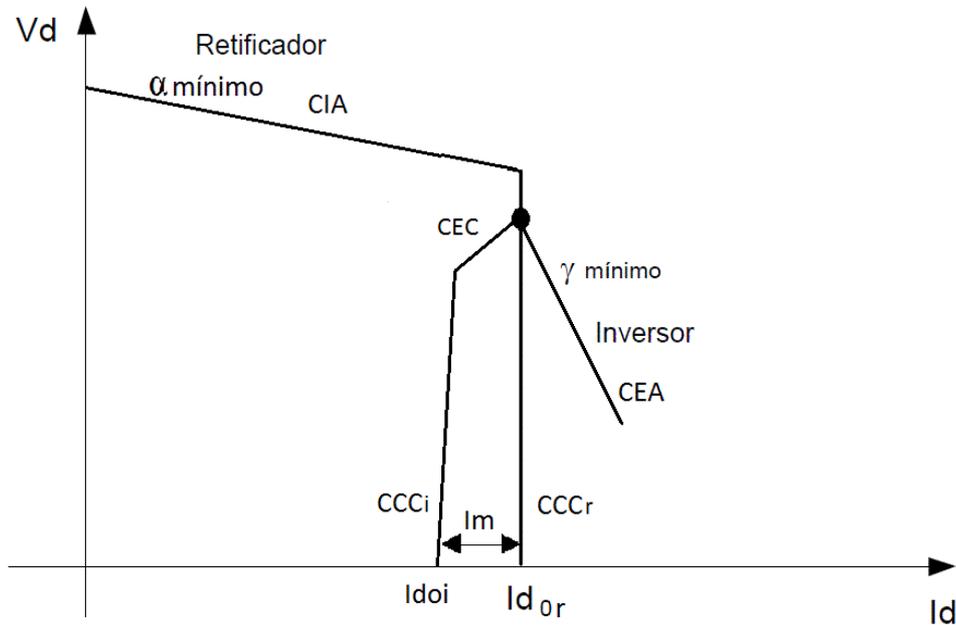


Figura 15 - Característica $V_d \times I_d$ Resolução da instabilidade dos três pontos

2.3.3 Limitador da Ordem de Corrente Dependente da Tensão

Sob condições de baixa tensão, pode não ser desejável ou possível manter a potência ou a corrente nominal pelas seguintes razões [2]:

- Quando a tensão em uma ponte conversora cai mais que aproximadamente 30%, a demanda de potência reativa da estação conversora remota aumenta, e isto pode ter um efeito desfavorável no sistema CA. Um ângulo de disparo (α) ou ângulo de extinção (γ) maior na ponte conversora remota se faz necessário para controlar a corrente. Este aumento nos ângulos causa o aumento do consumo de potência reativa por parte das conversoras. A redução no nível de tensão no sistema CA também diminui significativamente a potência reativa fornecida pelos filtros e capacitores, que fornecem a maior parte da potência reativa requerida pelo conversor.
- Sob condições de baixa tensão, há riscos de falha de comutação e instabilidade de tensão.

Esses problemas associados com a operação em condições de baixa tensão podem ser resolvidos usando um limitador da ordem de corrente dependente de tensão (VDCOL - *Voltage Dependent Current Order Limiter*). Esse limitador reduz a máxima corrente contínua permitida quando a tensão cai abaixo de um determinado valor.

2.3.4 Limite Mínimo de Corrente

Em baixos valores de corrente, as ondulações harmônicas na corrente podem causar que ela seja descontínua ou intermitente. Em operação com ponte de 12 pulsos, a corrente é então interrompida 12 vezes por ciclo. Isto é condenável por causa das altas tensões induzidas (Ldi/dt) nos enrolamentos de transformador e no reator de alisamento pela alta taxa de variação de corrente no instante da interrupção. Além disso, quanto menor o valor da corrente contínua, menor o valor do ângulo de comutação (μ), como pode ser visto pela equação (2.4) e pela sua derivada parcial (2.30). Isto é também não é desejável para a operação do elo, pois com o ângulo de comutação (μ) muito pequeno os dois saltos na tensão contínua no começo e no fim da comutação formam um salto duas vezes maior, resultando num acréscimo de danos às válvulas. Isto pode causar também um *flashover* nos *gaps* protetores instalados nos terminais de cada ponte [2]. Por isso, existe na ponte retificadora, uma malha de controle da corrente num valor mínimo.

2.3.5 Limite Mínimo do Ângulo de Disparo da Estação Inversora

A transferência de potência na linha CC pode ser controlada pela manipulação da ordem de corrente (I_{d0}) e da margem de corrente (I_m). Esses sinais são transmitidos para a estação conversora através de um canal de telecomunicação. Quando a comunicação falha ou no caso de uma falta na linha CC há uma possibilidade da estação inversora chavear para o modo de retificação. Isto resultará em uma inversão do fluxo de potência. Para impedir que isso ocorra, o controle da estação inversora é provido com um limite mínimo de ângulo de disparo (α), como indicado pela menor parcela de característica $V_{dx}I_d$ da estação inversora na Figura 16. Isto restringe o ângulo de disparo (α) da estação inversora para um valor maior do que 90° tipicamente em uma faixa de 95° a 110° . A estação retificadora é, porém, permitida a operar na região da estação inversora para auxiliar o sistema sob certas condições de faltas no sistema. Como uma consequência, o limite máximo imposto no ângulo de disparo da estação retificadora é tipicamente entre 90° e 140° .

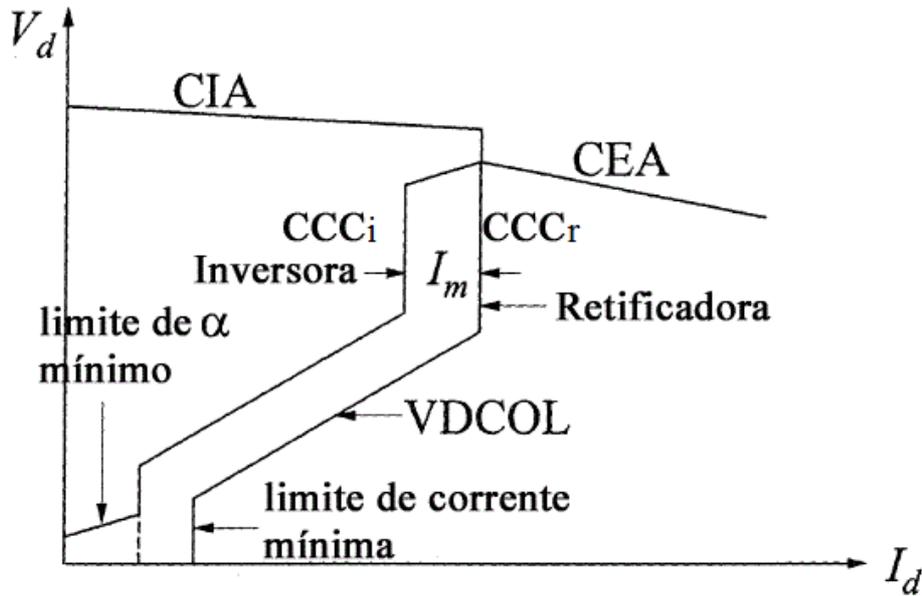


Figura 16 - Característica $V_d \times I_d$ real de operação (adaptação de [2])

2.4 Falha de Comutação

A falha de comutação é um evento dinâmico adverso que ocorre quando uma válvula que deveria deixar de conduzir continua conduzindo corrente, sem transferi-la para a próxima válvula na sequência de disparo. Essa ocorrência causa interrupção temporária na potência transmitida pelo elo e também causa danos às pontes conversoras, como sobrecorrentes nas válvulas.

A falha de comutação pode ser causada por súbitos aumentos na corrente CC, mas normalmente é causada por redução na tensão CA da estação inversora causada por algum distúrbio. Esta ocorrência é mais comum na estação inversora, pois a válvula na estação retificadora fica sob uma tensão reversa durante muito tempo depois que deixa de conduzir corrente [24].

A válvula que está deixando de conduzir, ainda precisa de um tempo para a desionização. Este tempo varia de 300 a 400 μ s (por volta de 7 a 8 graus em sistemas de 60 Hz), mas pode ser maior para correntes CC mais altas [21]. Quando a comutação entre uma válvula e outra ocorre sem margem para a desionização da válvula que está deixando de conduzir, a corrente pode voltar para essa válvula que por consequência volta a conduzir. Com isso, ocorre um curto-circuito CC na ponte conversora, a tensão CC vai a zero e a potência transferida, por isso, vai a zero também.

Segue uma descrição mais detalhada do processo de comutação [25]:

Na operação de conversores CA-CC, os tiristores são chaveados ciclicamente em uma sequência específica, fazendo com que a corrente CC passe alternadamente por cada uma das fases do transformador conversor. A passagem da condução de corrente de uma fase para outra é chamada de comutação. A comutação ocorre de forma natural após a aplicação do pulso de disparo em uma válvula, porém não instantaneamente. O intervalo de duração deste fenômeno é geralmente chamado de ângulo de comutação (μ) e depende dos seguintes fatores:

- Reatância do transformador conversor (X_c);
- Ângulo de disparo (α), que corresponde ao intervalo entre o instante em que a tensão no tiristor fica positiva (e, portanto, ele fica apto a conduzir) e o instante de aplicação do pulso de disparo. Este ângulo de disparo (α) é a variável usada para controlar a tensão CC de saída do conversor. Para operação como estação retificadora, o ângulo de disparo (α) é menor que 90° e para operação como estação inversora é maior que 90° ;
- Tensão CA na barra do conversor (V_{ac});
- Corrente CC (I_d).

O ângulo de comutação (μ) pode ser calculado pela seguinte expressão, como já mencionado na Seção 2.2.2.1:

$$\mu = \cos^{-1} \left(\cos \alpha - \frac{2X_c I_d}{\sqrt{2}kV_{ac}} \right) - \alpha \quad (2.29)$$

Onde V_{ac} é a tensão fase-fase eficaz no primário do transformador e k corresponde ao tape.

Pode-se calcular as derivadas parciais desta equação em relação a cada uma de suas variáveis [18]:

$$\frac{\partial \mu}{\partial I_d} = \frac{1}{\sqrt{1 - \cos^2(\alpha + \mu)}} \cdot \frac{\sqrt{2}X_c}{kV_{ac}} \quad (2.30)$$

$$\frac{\partial \mu}{\partial X_c} = \frac{1}{\sqrt{1 - \cos^2(\alpha + \mu)}} \cdot \frac{\sqrt{2}I_d}{kV_{ac}} \quad (2.31)$$

$$\frac{\partial \mu}{\partial V_{ac}} = -\frac{1}{\sqrt{1 - \cos^2(\alpha + \mu)}} \cdot \frac{\sqrt{2}X_c I_d}{kV_{ac}^2} \quad (2.32)$$

$$\frac{\partial \mu}{\partial k} = -\frac{1}{\sqrt{1 - \cos^2(\alpha + \mu)}} \cdot \frac{\sqrt{2}X_c I_d}{k^2 V_{ac}} \quad (2.33)$$

$$\frac{\partial \mu}{\partial \alpha} = - \left(\frac{\text{sen } \alpha}{\sqrt{1 - \cos^2 (\alpha + \mu)}} + 1 \right) \quad (2.34)$$

Nota-se que o ângulo de comutação μ será tanto maior quanto maior for a reatância X_c e a corrente I_d e quanto menor for a tensão $k.V_{ac}$ e o ângulo de disparo (α). Geralmente o ângulo de comutação (μ) é menor que 60° , caso contrário, ocorrerão comutações simultâneas [1].

Após a comutação, o tiristor leva algum tempo para recuperar a sua capacidade de bloqueio. Durante este período não deve ser aplicada tensão positiva sobre ele senão pode ocorrer retomada de condução, o que leva à chamada falha de comutação.

O intervalo decorrido entre o fim da comutação e o instante em que a tensão sobre a válvula volta a ficar positiva é denominado ângulo de extinção (γ). Tomando-se um ciclo de tensão de polarização do tiristor pode-se dizer que α , μ e γ satisfarão a seguinte relação:

$$\alpha + \mu + \gamma = 180^\circ \quad (2.35)$$

Assim,

$$\begin{aligned} \alpha + \mu &= 180^\circ - \gamma \\ \cos(\alpha + \mu) &= \cos(180^\circ - \gamma) \\ \cos(\alpha + \mu) &= \cancel{\cos 180^\circ}^{-1} \cos \gamma + \cancel{\text{sen } 180^\circ}^{=0} \text{sen } \gamma \\ \cos(\alpha + \mu) &= -\cos \gamma \\ \cos^2(\alpha + \mu) &= (-\cos \gamma)^2 = \cos^2 \gamma \end{aligned} \quad (2.36)$$

Então, pode-se reescrever as relações (2.30) a (2.34) da seguinte maneira:

$$\frac{\partial \mu}{\partial I_d} = \frac{1}{\sqrt{1 - \cos^2 \gamma}} \cdot \frac{\sqrt{2} X_c}{k V_{ac}} \quad (2.37)$$

$$\frac{\partial \mu}{\partial X_c} = \frac{1}{\sqrt{1 - \cos^2 \gamma}} \cdot \frac{\sqrt{2} I_d}{k V_{ac}} \quad (2.38)$$

$$\frac{\partial \mu}{\partial V_{ac}} = - \frac{1}{\sqrt{1 - \cos^2 \gamma}} \cdot \frac{\sqrt{2} X_c I_d}{k^2 V_{ac}^2} \quad (2.39)$$

$$\frac{\partial \mu}{\partial k} = - \frac{1}{\sqrt{1 - \cos^2 \gamma}} \cdot \frac{\sqrt{2} X_c I_d}{k^2 V_{ac}} \quad (2.40)$$

$$\frac{\partial \mu}{\partial \alpha} = - \left(\frac{\text{sen } \alpha}{\sqrt{1 - \cos^2 \gamma}} + 1 \right) \quad (2.41)$$

No caso da operação como estação retificadora ($\alpha < 90^\circ$), há tempo maior para a extinção da corrente nos tiristores. Por esta razão não ocorrem falhas de comutação na estação retificadora. O problema mais comum na estação retificadora é falha de disparo devido à tensão insuficiente de polarização.

Por outro lado, no caso da operação como estação inversora ($\alpha > 90^\circ$) o ângulo de extinção (γ) será bem menor, como pode ser visto na Figura 8 e na Figura 17, podendo não ser possível, em certas condições transitórias, a extinção da corrente nos tiristores e a restauração da capacidade de bloqueio (falha de comutação). A Figura 17 mostra as formas de onda do processo de comutação numa estação inversora com as durações convencionais de α , γ e μ .

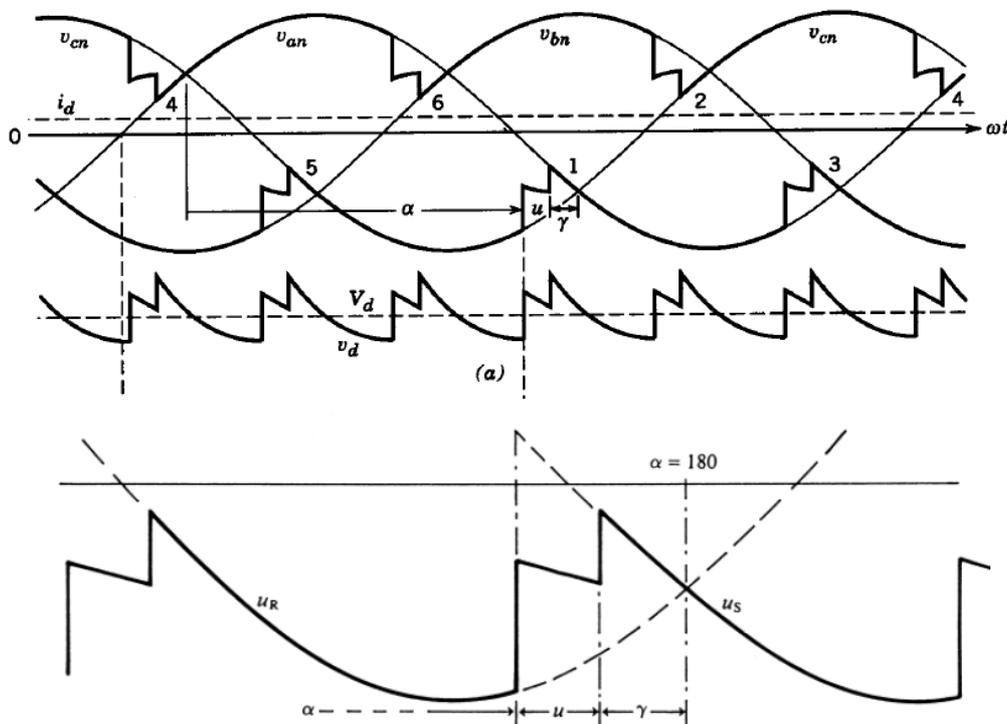


Figura 17 – Detalhe da comutação para operação como estação inversora [1]

A redução súbita de tensão devido a um curto-circuito é a principal causa de falhas de comutação. Mesmo um curto-circuito monofásico através de impedância, que não causaria uma queda de tensão muito grande, mais as condições de desequilíbrio e distorções decorrentes de transitórios, pode provocar falha de comutação em muitos casos. Convém ressaltar que há uma componente estatística envolvendo a ocorrência ou não de falhas de comutação em condições anormais de operação.

Referências diversas como [26] dizem que reduções de 10% a 14% na tensão CA da barra inversora podem ocasionar falha de comutação.

Na realidade o maior problema no conversor não ocorre no instante da falha de comutação em si, mas sim no disparo da válvula seguinte na sequência. A falha de comutação faz com que haja condução em uma válvula fora da sequência prevista. Analisando-se a sequência de disparos, pode-se constatar que o próximo disparo fará conduzir uma válvula ligada ao mesmo ramo do conversor onde está conectada a válvula que não comutou. Neste momento, será estabelecido um curto-circuito entre os terminais CC do conversor e instantes depois a corrente no secundário do transformador irá se extinguir.

Como já foi citado, existe uma íntima relação entre o ângulo de comutação (μ) e o ângulo de extinção (γ).

A partir da equação do ângulo de comutação (μ) pode-se chegar a uma equação para o ângulo de extinção (γ).

$$\begin{aligned}
\mu &= \cos^{-1} \left(\cos \alpha - \frac{2X_c I_d}{\sqrt{2}kV_{ac}} \right) - \alpha \\
\alpha + \mu &= \cos^{-1} \left(\cos \alpha - \frac{2X_c I_d}{\sqrt{2}kV_{ac}} \right) \\
180^\circ - \gamma &= \cos^{-1} \left(\cos \alpha - \frac{2X_c I_d}{\sqrt{2}kV_{ac}} \right) \\
\cos(180^\circ - \gamma) &= \left(\cos \alpha - \frac{2X_c I_d}{\sqrt{2}kV_{ac}} \right) \\
\cancel{\cos 180^\circ}^{-1} \cos \gamma + \cancel{\sin 180^\circ}^{=0} \sin \gamma &= \left(\cos \alpha - \frac{2X_c I_d}{\sqrt{2}kV_{ac}} \right) \\
-\cos \gamma &= \left(\cos \alpha - \frac{2X_c I_d}{\sqrt{2}kV_{ac}} \right) \\
\cos \gamma &= - \left(\cos \alpha - \frac{\sqrt{2}X_c I_d}{kV_{ac}} \right) = \left(\frac{\sqrt{2}X_c I_d}{kV_{ac}} - \cos \alpha \right) \\
\gamma &= \cos^{-1} \left(\frac{\sqrt{2}X_c I_d}{kV_{ac}} - \cos \alpha \right)
\end{aligned} \tag{2.42}$$

O mesmo tratamento de decomposição em derivadas parciais pode ser feito com a equação do ângulo de extinção (γ), e o que constata-se é que para as quatro primeiras variáveis, I_d , X_c , V_{ac} e k , o comportamento é contrário ao visto para o ângulo de comutação (μ) nas equações (2.37) a (2.40).

$$\frac{\partial \gamma}{\partial I_d} = -\frac{1}{\sqrt{1-\cos^2 \gamma}} \cdot \frac{\sqrt{2}X_c}{kV_{ac}} \quad (2.43)$$

$$\frac{\partial \gamma}{\partial X_c} = -\frac{1}{\sqrt{1-\cos^2 \gamma}} \cdot \frac{\sqrt{2}I_d}{kV_{ac}} \quad (2.44)$$

$$\frac{\partial \gamma}{\partial V_{ac}} = \frac{1}{\sqrt{1-\cos^2 \gamma}} \cdot \frac{\sqrt{2}X_c I_d}{kV_{ac}^2} \quad (2.45)$$

$$\frac{\partial \gamma}{\partial k} = \frac{1}{\sqrt{1-\cos^2 \gamma}} \cdot \frac{\sqrt{2}X_c I_d}{k^2 V_{ac}} \quad (2.46)$$

$$\frac{\partial \gamma}{\partial \alpha} = -\frac{\text{sen} \alpha}{\sqrt{1-\cos^2 \gamma}} \quad (2.47)$$

Nota-se que o ângulo de extinção (γ) será tanto menor quanto maior for a reatância X_c e a corrente I_d e quanto menor for a tensão $k.V_{ac}$ e o ângulo de disparo (α). E quanto menor for o ângulo de extinção, mais chance de haver a falha de comutação. Ou seja, uma boa técnica para obter uma operação segura e confiável do conversor é especificar os conversores e os demais componentes do elo (linha CC, reator de alisamento) e ajustar os controles para que o ângulo de comutação (μ) não seja muito grande e o ângulo de extinção (γ) não seja muito pequeno. Existe um valor mínimo para o ângulo de extinção (γ) de modo que as válvulas da ponte inversora tenham uma comutação perfeita. Este ângulo, conhecido como $\gamma_{\text{mín}}$ corresponde ao intervalo necessário para ocorrer a recuperação da capacidade de bloqueio da válvula que esta deixando de conduzir. Caso a capacidade de interromper corrente no sentido direto não esteja restabelecida, a válvula retomará a condução, por um período maior que 120° e esta condição causará uma falha de comutação.

2.5 Comparação CA X CC

A transmissão em corrente contínua tem vantagens sobre a transmissão em corrente alternada em situações especiais, como a transmissão em longas distâncias e quando se deseja conectar sistemas assíncronos.

A transmissão em corrente contínua tem algumas desvantagens em relação à corrente alternada e todas elas residem sobre o preço da tecnologia e um aumento no custo do empreendimento causado pela necessidade de equipamentos adicionais como descrito a seguir.

De acordo com [1], as principais desvantagens são que as pontes conversoras, necessárias à operação de elos CC elevam o custo do empreendimento (mais de 50%

dos custos de um sistema de transmissão HVDC está relacionado aos conversores [4]). Além disso, consomem muita potência reativa (da ordem de 0.5 p.u., ou seja, para um elo de 1000 MW as conversoras consumiriam aproximadamente 500 Mvar cada uma), geram harmônicos, necessitando de filtros, têm pouca capacidade de sobrecarga (110% da corrente nominal - para valores maiores, definidos durante o projeto do elo CC, há um aumento no custo das conversoras [4]).

As desvantagens citadas não representam restrições para operação do elo CC.

2.5.1 Vantagens da Corrente Contínua sobre a Corrente Alternada

Nesta seção serão apresentadas algumas vantagens da corrente contínua sobre a corrente alternada, que justificam a grande demanda por elos CC em diversos sistemas elétricos.

2.5.1.1 Potência maior por condutor e, portanto tem construção de linha mais simples

Suponha que uma linha CA e uma linha CC sejam construídas com os mesmos tipos de condutores e isoladores. Assumindo que em cada caso a corrente é limitada apenas pela temperatura que os condutores atingirão, então a corrente contínua (I_d) será igual ao valor eficaz da corrente alternada (I_a) [1].

Os isoladores suportam o mesmo valor de pico de tensão (com relação à terra) em ambos os casos. Então a tensão CC é:

$$V_d = V_{m\acute{a}x} = \sqrt{2}V_a \quad (2.48)$$

Onde:

- V_d é tensão fase-neutro do condutor CC;
- V_a é tensão fase-neutro do condutor CA;
- $V_{m\acute{a}x}$ é a tensão máxima suportada pelos isoladores.

A potência CC por condutor é:

$$P_d = V_d \cdot I_d \quad (2.49)$$

- I_d é a corrente contínua passante no condutor CC.

A potência ativa CA por condutor é:

$$P_a = V_a \cdot I_a \cdot \cos\phi \quad (2.50)$$

- I_a é a corrente alternada passante no condutor CA;
- $\cos\phi$ é o fator de potência do condutor CA.

A relação P_d/P_a fica:

$$\frac{P_d}{P_a} = \frac{V_d I_d}{V_a I_a \cos \phi} = \frac{\sqrt{2} V_a I_a}{V_a I_a \cos \phi} = \frac{\sqrt{2}}{\cos \phi} \quad (2.51)$$

Assumindo um fator de potência $\cos \phi = 0,945$; $\frac{P_d}{P_a} = 1,5$

Assim, um condutor CC permite a condução de 50% mais potência do que um condutor CA.

Entretanto, se uma comparação entre um sistema de transmissão CA trifásico e um sistema CC bipolar for conduzida:

$$P_{d \text{ bipolo}} = 2 \cdot P_d \quad (2.52)$$

$$P_{a \text{ trifásico}} = 3 \cdot P_a \quad (2.53)$$

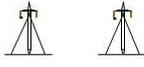
A relação $P_{d \text{ bipolo}}/P_{a \text{ trifásico}}$ fica:

$$\frac{P_{d \text{ bipolo}}}{P_{a \text{ trifásico}}} = \frac{2P_d}{3P_a} = \frac{2}{3} \cdot 1,5 = 1 \quad (2.54)$$

Ou seja, ambos os sistemas podem transmitir a mesma potência, porém o sistema CC faz isso com dois condutores e não três, com 2/3 (67%) dos isoladores e uma construção com torres mais econômicas, simples e estreitas, podendo ser usada uma faixa de passagem mais estreita, tendo assim menor impacto ambiental como pode ser visto na Tabela 1.

Além disso, ambas as linhas apresentam as mesmas perdas por condutor, mas o sistema CC apresenta 2/3 (67%) das perdas do sistema CA.

Tabela 1 – Número de linhas em paralelo para transmitir 7000 MW [27]

	Tensão	Faixa de Passagem	Distância	Área afetada
	500 kV CA	5 x 80 m = 400m	2000 km	800km ²
	800 kV CA	3 x 100 m = 300m	2000 km	600km ²
	600 kV CC	2 x 75 m = 150m	2000 km	300km ²
	800 kV CC	1 x 80 m = 80m	2000 km	160km ²

A Tabela 1 mostra que para transmitir uma mesma potência, se fosse utilizado um tronco de transmissão CA em 500 kV seriam necessários 5 circuitos afetando uma área de 800 km², enquanto que se fosse utilizado um tronco de transmissão CA em 800

kV seriam necessários 3 circuitos, afetando uma área de 600 km². Se fosse utilizado um tronco de transmissão CC em 600 kV, seriam necessários 2 bipolos, afetando uma área de 300 km², enquanto que se fosse utilizado um tronco de transmissão CC em 800 kV seria necessário apenas 1 bipolo, afetando somente uma área de 160 km². A Tabela 1 ratifica o fato que a transmissão CC tem menor impacto ambiental que a transmissão CA e que utilizando um nível maior de tensão este impacto pode ser bem menor.

2.5.1.2 Não contribui para o curto-circuito no sistema CA

A interligação de sistemas CA, através de linhas em corrente alternada, pode aumentar os níveis de curto-circuito de determinada barra, pois, à medida que o sistema fica mais malhado, a impedância equivalente do sistema vista daquele determinado ponto diminui.

Uma vez que a corrente de curto-circuito aumentará, isto pode acarretar na superação da capacidade de abertura dos disjuntores dos circuitos existentes e estes equipamentos, junto com as chaves seccionadoras, TCs e outros equipamentos associados a manobras precisarão ser trocados por outros com maiores capacidades de interrupção de corrente.

A interligação de sistemas CA, através de elos CC, entretanto, não acarreta aumento na corrente de curto-circuito, além do seu valor nominal [1], para uma falta no sistema CA, não sendo necessária então a substituição dos equipamentos. Isso acontece porque durante a falta no sistema CA, haverá a falha de comutação, assunto tratado na Seção 2.4, que causará um curto-circuito na ponte conversora, impedindo a passagem de corrente pelos transformadores conversores, e assim, esta corrente não passará para o sistema CA.

Caso a falta no sistema CA, cause uma falha de comutação de rápida duração, a falha de comutação pode cessar, porém o curto-circuito ainda pode estar presente. Neste caso o curto-circuito causará uma redução na tensão CA, que, por conseguinte, causará uma redução na tensão CC, que fará com que a malha de controle que limita a ordem de corrente dependendo do valor da tensão CC (*VDCOL - Voltage dependent current order limiter*), explicada na Seção 2.3.3, atue, reduzindo a ordem de corrente, ou seja, a corrente proveniente do elo CC durante um curto-circuito na rede CA, não será maior do que a corrente nominal. Já na ocorrência de um curto-circuito na barra CA da estação

retificadora, o elo CC é temporariamente desligado, assim, também não há contribuição para o curto-circuito neste caso.

Por outro lado, para uma operação segura e confiável dos terminais conversores de uma linha CC, o nível de curto-circuito do sistema CA deve ser tal que a relação efetiva de curto-circuito (ESCR) seja maior que 3 [13] (mais detalhes sobre esse índice serão apresentados na Seção 3.2.4). Por isso, em algumas condições, para que este nível seja atingido, devem ser colocados compensadores síncronos ou conexões adicionais em CA para aumentar o nível de curto-circuito e isso acarreta aumento na corrente de curto-circuito e assim, é possível que se necessite substituir alguns equipamentos associados a manobras.

Já na ocorrência de um curto-circuito do lado CC, após um transitório rápido causado pela descarga do capacitor *shunt* da linha, a corrente de curto-circuito é limitada, através de um controle automático no ângulo de disparo, a duas vezes o valor da corrente nominal do elo CC [1]. Deste modo, mesmo faltas na linha CC não acarretam excessivas correntes de curto-circuito.

2.5.1.3 Estabilidade

O problema da estabilidade ou da operação síncrona é a limitação mais séria para um sistema de transmissão CA a longas distâncias. Como foi visto na Seção 2.1, este fato fez com que os planejadores dos sistemas elétricos de potência voltassem os olhos para a corrente contínua. O emprego da transmissão em corrente alternada em longas distâncias necessita de algum equipamento de compensação, como por exemplo, capacitores série para aumentar a margem de estabilidade do tronco de transmissão.

Num sistema de transmissão em corrente contínua, o problema da estabilidade não é observado, pois os sistemas CA conectados pela linha CC não operam em sincronismo, mesmo que suas frequências sejam iguais. Os dois sistemas ainda podem operar com frequências diferentes, como é o caso do sistema de transmissão CC da usina de Itaipu. Certamente, cada sistema CA poderá ter seus problemas particulares de estabilidade.

2.5.1.4 Demais vantagens

Outras vantagens dos sistemas CC podem ser destacadas [1]:

- Pode-se usar retorno pela terra, e assim cada condutor pode ser operado independentemente;

- Não tem corrente capacitiva na LT;
- Não apresenta efeito pelicular;
- Cabos operam num gradiente de tensão maior;
- O fator de potência da linha é sempre unitário, ou seja, ela não precisa de compensação reativa;
- Menos perdas por efeito corona e radiointerferência, especialmente com mau tempo, para certo condutor e certa tensão;
- Alta controlabilidade da potência transmitida.

2.5.2 Análise Comparativa Entre o Custo da Transmissão CA e CC

O principal equipamento de uma estação CC é a ponte conversora e mais de 50% dos custos de um sistema de transmissão CC está relacionado a essas. As pontes conversoras são o componente principal para realizar uma comparação econômica entre os sistemas de transmissão CA e CC. Para um sistema CA, o custo da linha predomina e o custo das estações é pequeno. Para o sistema CC, o custo da linha é menor que o a linha do sistema CA, predominando assim, o custo das estações [4].

A Figura 18, adaptada de [4], é um diagrama esquemático que relaciona o custo de sistemas de transmissão CA e CC com a distância da linha de transmissão utilizada neste sistema. As retas azuis se referem ao custo da transmissão CA e as retas vermelhas se referem ao custo da transmissão CC.

Percebe-se que os custos para uma distância igual a 0 km representam os custos das estações. Conforme pode ser notado, os custos da estação são naturalmente muito maiores para os sistemas CC. Devido ao custo da linha CC ser consideravelmente menor por quilômetro, a reta relacionada à transmissão CC apresenta um coeficiente angular menor que o da que a reta referente à transmissão CA, ou seja, a inclinação das retas da transmissão CA é mais acentuada.

Adicionalmente, linhas CA operando em longas distâncias necessitam de subestações intermediárias e equipamentos para compensação de potência reativa, que também aumentam os custos finais da transmissão CA.

Outro fator importantíssimo nos sistemas de transmissão em longas distâncias, tanto para sistemas CC quanto CA, é o custo das perdas elétricas. A Figura 18 nos mostra que, quando as perdas no sistema de transmissão CA são consideradas, o custo total da transmissão CA aumenta consideravelmente, pois essas perdas aumentam muito

na linha. As perdas na linha CC também aumentam, mas numa proporção muito menor. As retas inferiores não consideram os custos das perdas elétricas enquanto nas retas superiores as perdas elétricas já estão computadas. Para conduzir uma análise econômica, as perdas elétricas têm que ser consideradas.

À medida que a distância de transmissão aumenta, a diferença entre os custos da transmissão em CC e da transmissão em CA diminui. As retas se encontram num ponto que é comumente chamado distância de *break-even*, e a partir desta distância de transmissão a custo da transmissão CA ultrapassa o custo da transmissão CC.

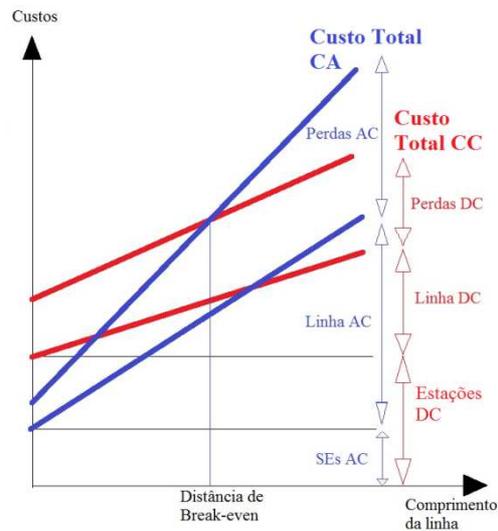


Figura 18 – Análise econômica da comparação entre transmissão CA X CC

Este valor de distância de *break-even* varia em torno de 500 km e 800 km [4] para linhas aéreas. Para sistemas de cabos, este valor é bem menor. Para sistemas de cabos submarinos ficaria entre 24 e 48 km e aproximadamente duas vezes mais para cabos subterrâneos [1].

2.6 Principais Configurações de Sistemas HVDC

A configuração mais convencional e de maior predominância hoje no mundo é o conversor comutado pela linha (LCC - *Line Commutated Converter*) [6], e será a configuração adotada nesta dissertação para as simulações e análises realizadas. Entretanto, com o avanço de novas tecnologias de válvulas e a necessidade de operação de estações inversoras em áreas com baixos níveis de curto-circuito, outras configurações de sistemas HVDC começaram a ser desenvolvidos. Nesta Seção a configuração convencional e outras duas variações serão apresentadas.

2.6.1 Conversor Comutado Pela Linha

Conforme mencionado, grande parte dos sistemas de transmissão em corrente contínua que existem hoje em dia são de comutação natural pela linha ou indutância. Esta configuração, embora eficiente, confiável e econômica, consome potência reativa para a operação. Esta potência reativa pode ser fornecida pelos filtros CA, por banco de capacitores ou até mesmo por compensadores síncronos ou estáticos.

Quando operam conectados a redes CA com baixa relação de curto-circuito (ESCR), estes conversores apresentam problemas na estação inversora. Segundo [13] e [14], podem ser observados os seguintes problemas associados à operação de elos CC conectados a sistemas CA fracos:

- Altas sobretensões dinâmicas;
- Instabilidade de tensão;
- Ressonância harmônica;
- Tensão com *flicker*.

Outras características físicas e operativas deste esquema serão abordadas no decorrer na dissertação.

2.6.2 Conversor Comutado por Capacitor

Esta configuração é uma evolução dos sistemas LCC, e é relativamente simples. Adiciona-se ao esquema LCC, um capacitor conectado em série com o transformador conversor. Esta configuração é o conversor comutado por capacitor (CCC - *Capacitor Commutated Converter*) e representa um meio eficiente na comutação das válvulas a tiristores com ângulos de disparo normalmente inatingíveis nos conversores convencionais [6]. Sua principal característica é a possibilidade de utilização em sistemas fracos, com baixas relações de curto-circuito (ESCR), eliminando assim, a necessidade de utilização de compensadores síncronos, por exemplo. Nesses conversores nenhum banco de capacitores em derivação (*shunt*) é necessário para a compensação de potência reativa.

O funcionamento desse sistema está associado ao fato de que as quedas de tensão ocorridas na rede CA devido ao aumento da corrente são compensadas pelo aumento da tensão sobre os capacitores, permitindo que a comutação possa acontecer de forma mais rápida que no elo convencional, reduzindo os problemas associados a falhas de comutação. Além disso, a utilização de capacitores reduz os impactos das variações

de potências reativas. A inclusão dos capacitores também contribui para a redução dos ângulos de comutação do sistema [28].

Como principais vantagens pode-se citar [29]:

- Redução do consumo de potência reativa, eliminado a necessidade de grandes bancos de capacitores em derivação e com isso, redução na manutenção e número de disjuntores CA associados a estes bancos;
- Redução da potência aparente em MVA do transformador conversor devido à diminuição de potencia reativa consumida pelo conversor;
- Melhoria na imunidade a falhas de comutação;
- Melhoria na estabilidade do inversor (característica V_{dxId} praticamente com inclinação nula e tensão de saída praticamente constante), fazendo que sistemas CCC sejam indicados na utilização na conexão em sistemas CA fracos;
- Redução de sobretensões devido à rejeição de carga;
- Filtros CA mais baratos, devido a não necessidade de fornecimento adicional de potência reativa.

As desvantagens desta configuração estão relacionadas ao aumento de tensão causado pelos capacitores.

Como principais desvantagens pode-se citar [29]:

- Utilização de equipamentos adicionais como capacitores de comutação e dispositivos de supressão de surtos, conectados em paralelo com os capacitores (varistores a óxido de zinco – ZnO);
- Aumento das tensões para as pontes conversoras resultando em necessidade de isolamento maior para as válvulas e circuitos *snubber* de proteção de sobretensão das válvulas, bem como para os demais equipamentos supressores de surto conectados em paralelo com as válvulas. Tipicamente 10% de acréscimo de necessidade de tensão de isolamento adicional para as válvulas e equipamentos supressores de surto é requerido pelos sistemas CCC;
- Para um sistema de tensão nominal de 400 a 500 kV CC a isolamento dos transformadores conversores é tipicamente aumentada de 100 kV, em relação a configuração LCC convencional.

Assim, a utilização de sistemas CCC influenciará na coordenação de isolamento adicional do capacitor de comutação propriamente dito, válvulas conversoras e do transformador conversor.

2.6.3 Conversor Fonte de Tensão

Com o surgimento de novas chaves auto-comutadas, como os GTO (*Gate Turn-Off Thyristor*), IGCT (*Integrated Gate Commutated Thyristor*) e os IGBT (*Insulated Gate Bipolar Transistor*) e dos dispositivos de controle e operação como os DSP (*Digital Signal Processors*), também utilizados nos conversores tradicionais, passou-se a contar com a alternativa de Conversores Fontes de Tensão (VSC - *Voltage Source Converters*), com interessantes características operativas [28].

Os conversores VSC baseados em chaveamentos PWM (*Pulse-width modulation*) são caracterizados por um lado predominantemente CC capacitivo e por um sistema CA indutivo. A tensão CC resultante é bem definida, enquanto que a corrente CA é controlada pelo processo de modulação [28].

Entre as vantagens desta configuração, pode-se citar [30]:

- Rápida resposta a perturbações, devido ao controle rápido de potência ativa e reativa;
- Menores dimensões físicas, principalmente quando comparado ao sistema HVDC convencional (fonte de corrente);
- Os transformadores utilizados não precisam ser especiais, como aqueles utilizados nas configurações LCC e CCC. Podem ser utilizados transformadores de corrente alternada convencionais, diminuindo o custo do sistema;
- As potências ativa e reativa podem ser controladas de forma independente;
- Não há falhas de comutações devido à faltas no sistema CA ou quedas de tensões no sistema;
- Os filtros utilizados no sistema são projetados apenas para os harmônicos gerados pela modulação PWM;
- Capacidade de garantir alta qualidade na onda gerada;

- Capacidade de conectar-se a sistemas fracos, ou mesmo sistemas desprovidos de qualquer fonte de alimentação, sem qualquer prejuízo de operação;
- Devido a esta última vantagem, é muito comum ver esta configuração ser usada para integração conexão de complexos eólicos e plataformas de petróleo *offshore*.
- Pode ser utilizado para recomposição de sistemas (*Black Start*)

Entretanto, esta configuração, ainda não consegue alcançar altos valores de potência transmitida, sendo essa a maior limitação para o seu uso. O maior elo HVDC VSC presente no mundo é o elo que liga a França à Espanha. A potência transmitida é de 2000 MW através de dois bipolos em ± 320 kV [31]. Outro fabricante declara em seu *website* que a tecnologia pode alcançar até 1800 MW em 500 kV por polo [32].

Além disso, as perdas de comutação no VSC são maiores quando comparadas ao HVDC convencional, visto que a frequência de chaveamento é maior do que os conversores comutados pela linha [30].

2.7 Resumo do Capítulo

Neste Capítulo foram abordados aspectos básicos da transmissão em corrente contínua. Passou-se pelo seu contexto histórico, compreendendo como se forma um cenário de *DC Multi-Infeed*. Conceitos básicos fundamentais para o entendimento de algumas afirmações feitas no decorrer da dissertação e os componentes de um elo convencional foram apresentados. Explicou-se como funcionam as principais malhas de controle de um elo CC e o fenômeno da falha de comutação, grave problema na operação de elos CC e principal foco desta dissertação, foi apresentado Por fim, foi feita uma comparação entre a transmissão em corrente contínua e a corrente alternada, explorando as principais vantagens da corrente contínua. Foram apresentados os principais tipos de configurações de sistemas HVDC.

No próximo Capítulo serão apresentados os principais conceitos relacionados a uma configuração de *DC Multi-Infeed*. Serão apresentados os principais índices de avaliação do impacto desta configuração. Os principais fenômenos da interação serão apresentados. Comentar-se-á sobre o caso de DC Multi-infeed que acontece no sistema brasileiro e que se agravará nos próximos anos e ainda serão apresentados exemplos de outros países.

3. Capítulo III – Sistemas em Configuração *DC Multi-Infeed*

3.1 Introdução

Quando dois ou mais elos CC têm suas estações conversoras conectadas em barras CA eletricamente próximas, tem-se a configuração que é comumente chamada de *DC Multi-Infeed*. Nesta situação, pode ocorrer uma grande interação entre os elos. Isto dependerá principalmente do valor da impedância entre as barras de conexão, da robustez do sistema CA (nível de curto-circuito) vista pelas mesmas e do despacho de potência CC passante pelo elo. Contudo, também poderá depender de parâmetros do sistema de controle dos conversores.

O *DC Multi-Infeed* já vem sendo observado em alguns sistemas elétricos pelo mundo como é o caso do Canadá, China, Índia, Noruega e Dinamarca [15]. O sistema elétrico brasileiro também está convivendo com este fenômeno, devido à entrada em operação do primeiro bipolo do sistema de transmissão das usinas do rio Madeira e poderá ver o fenômeno se agravar com a entrada do segundo bipolo deste mesmo sistema de transmissão, e num futuro próximo, os bipolos associados à transmissão da energia proveniente da usina de Belo Monte e muito provavelmente o elo CC para escoar a energia proveniente das usinas do AHE Tapajós. Dado o potencial energético deste aproveitamento hidrelétrico e da distância dele para a região Sudeste (em torno de 2000 km), isto caracteriza uma situação em que a transmissão em corrente contínua será mais competitiva técnica e economicamente.

3.2 Índices de Avaliação

Para se compreender o impacto do *DC Multi-Infeed* é necessário entender e quantificar algumas grandezas. Para auxiliar neste entendimento, existem alguns índices bastante utilizados na literatura sobre HVDC e *DC Multi-Infeed*. Aqui serão explicados e analisados alguns deles.

3.2.1 Nível de Curto-Circuito

O nível de curto-circuito (S_{cc} - *Short Circuit Capacity*) de uma barra do sistema CA indica a força do mesmo, vista daquele ponto. É dado pela relação entre o quadrado da tensão na barra sobre a impedância equivalente do sistema, vista daquele ponto. Este índice pode ser calculado em MVA ou em p.u.

$$S_{cc_i}(MVA) = \frac{V_i^2(kV)}{Z_{eq_i}(\Omega)} \quad (3.1)$$

Onde:

- V_i é a tensão pré-falta da barra i ;
- Z_{eq_i} é a impedância equivalente de Thévenin vista da barra i , sem considerar as compensações *shunts* necessárias para a operação das conversoras.

Para o cálculo do nível de curto-circuito em p.u., na maior parte das vezes, é usual considerar a tensão pré-falta igual a 1 p.u., obtendo-se:

$$S_{cc_i}(p.u.) = \frac{1}{Z_{eq_i}(p.u.)} \quad (3.2)$$

3.2.2 Potência no Elo CC

Conhecido como P_{dc} (*HVDC Power level*), esta variável representa a potência CC ativa passante pelo elo.

3.2.3 Relação de Curto-Circuito

A relação entre os dois índices anteriores, nos dá a relação de curto-circuito (SCR - *Short Circuit Ratio*). Esta é a principal grandeza que deve ser analisada para a operação segura e confiável de um elo de corrente contínua. Esta grandeza provê uma boa sensibilidade quanto à robustez do sistema CA frente ao montante de potência CC que será injetada pelo elo, e assim, uma boa sensibilidade quanto à variedade de problemas que se pode esperar na ocorrência de perturbações no sistema. Uma relação de curto-circuito alta assegura que durante um defeito da rede CA, o sistema terá regulação suficiente e conseguirá prover a tensão necessária para uma recuperação segura e confiável do sistema CC. Assim, a relação de curto-circuito é definida como:

$$SCR_i = \frac{S_{cc_i}(MVA)}{P_{dc_i}(MW)} \quad (3.3)$$

Ou:

$$SCR_i = \frac{1}{Z_{Li}(p.u.)} \quad (3.4)$$

Onde:

- Z_{Li} é a impedância equivalente de Thévenin vista da barra i , sem considerar as compensações *shunts* necessárias para a operação dos conversores.

A expressão (3.4) só é válida se a base de conversão de Z_{Li} para p.u. for igual à base de potência nominal do sistema HVDC.

3.2.4 Relação de Curto-Circuito Efetiva

Na literatura, existem alguns artigos e teses que propõe o uso da chamada relação de curto-circuito efetiva (ESCR - *Effective Short Circuit Ratio*) no lugar da SCR. Para o cálculo da ESCR é utilizada a impedância equivalente na barra, incluindo-se a impedância dos filtros. Ou seja, é descontada do nível de curto-circuito (S_{cc}), a potência reativa gerada pelos filtros. A fórmula para a ESCR se dá por:

$$ESCR_i = \frac{S_{cc_i}(MVA) - Q_{filtros_i}(Mvar)}{P_{dc_i}(MW)} \quad (3.5)$$

Ou:

$$ESCR_i = \frac{1}{Z_{Ei}(p.u.)} \quad (3.6)$$

Onde:

- Z_{Ei} é a impedância equivalente de Thévenin vista da barra i , considerando as compensações *shunts* necessárias para a operação dos conversores

A expressão (3.6) só é válida se a base de conversão de Z_{Ei} para p.u. for igual à base de potência nominal do sistema HVDC.

Assim, para indicar a capacidade de um sistema CA de receber um montante de potência CC, classifica-se este sistema, de acordo com [14], como:

- Forte, se $ESCR > 5$;
- Moderado, se ESCR entre 3 e 5;
- Fraco, se $ESCR < 3$.

Com refinamentos nos controles CA e CC essas classificações mudaram. Ou seja, a evolução dos controles das redes CA e CC permitem atualmente, uma operação de elos CC com ESCRs menores que aqueles mencionados acima por [14]. A referência [13], citada por [2] recomenda a seguinte classificação:

- Forte, se $ESCR > 3$;
- Fraco, se ESCR entre 2 e 3;
- Muito Fraco se $ESCR < 2$.

3.2.5 Fator de Interação Multi-Infeed

O Fator de interação Multi-Infeed (MIIF – *Multi-Infeed Interaction Factor*) representa o nível de interação entre duas barras CA. O significado físico desta grandeza é descrito pela relação entre a variação de tensão numa barra causada pela variação de tensão em outra barra.

$$MIIF_{j,i} = \frac{\Delta V_j}{\Delta V_i} \quad (3.7)$$

Assim, o $MIIF_{j,i}$ é a relação entre a variação de tensão na barra “j” causada pela variação de tensão na barra “i”.

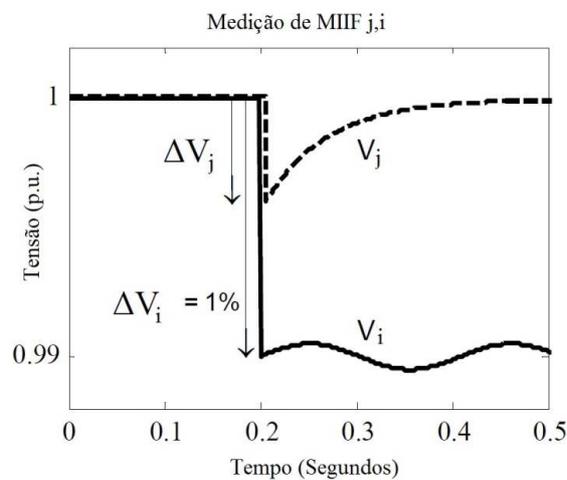


Figura 19 – Representação gráfica do MIIF

Em simulações dinâmicas, é comum que a variação na barra “i” seja feita pelo chaveamento de um reator que implique na redução de 1% na tensão da barra “i”. Então, a redução de tensão medida na barra j, é o próprio $MIIF_{j,i}$ como mostrado na Figura 19.

Por se tratar de uma grandeza calculada através de simulação computacional, existem algumas referências como [19], [20] e [21] que demonstram formas de calcular esta grandeza, sem a necessidade de simulações. Aqui será abordada a forma descrita em [21].

O fator de interação MIIF pode ser escrito em função das impedâncias da rede elétrica, desde que não sejam considerados os efeitos não lineares da rede e a ação dos sistemas de controle, ou seja, considerando a rede elétrica formada apenas por impedâncias lineares.

Nessa abordagem, o impacto em chavear um indutor na barra m é representado por uma fonte de corrente ΔI_i conectada na barra i . Assumindo que o teorema da superposição é aplicável, todas as outras fontes do sistema estão curto-circuitadas e o sistema é reduzido a uma rede passiva de admitâncias, representada por sua matriz de admitâncias nodal (Y_{barra}). O sistema resultante é mostrado na Figura 20. A Equação (3.10) mostra que o MIIF é calculado prontamente como a relação entre dois elementos da matriz Z_{barra} (inversa da matriz Y_{barra}).

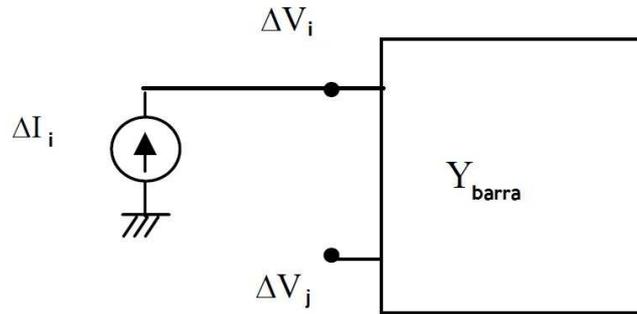


Figura 20 – Cálculo do MIIF, usando a matriz Y_{barra}

$$Y_{\text{barra}} \times \Delta V = \begin{bmatrix} 0 \\ \vdots \\ \Delta I_i \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix} \quad (3.8)$$

$$\begin{aligned} Y_{\text{barra}}^{-1} Y_{\text{barra}} \times \Delta V &= Y_{\text{barra}}^{-1} \times \Delta I_i \\ \Delta V &= Z_{\text{barra}} \times \Delta I_i \\ \Delta V_i &= Z_{i,i} \times \Delta I_i \\ \Delta V_j &= Z_{i,j} \times \Delta I_i \end{aligned} \quad (3.9)$$

Onde, $Z_{\text{barra}} = Y_{\text{barra}}^{-1}$.

Assim:

$$MIIF_{j,i} = \frac{\Delta V_j}{\Delta V_i} = \frac{Z_{i,j}}{Z_{i,i}} \quad (3.10)$$

Devido às simplificações feitas nessa abordagem, os valores calculados para o fator MIIF neste método são aproximações dos valores reais. Não há necessidade de simulações dinâmicas neste método e todos os valores de MIIF podem ser calculados através de elementos da matriz Z_{barra} .

Para mostrar que o método descrito anteriormente é uma razoável aproximação, fez-se uma simulação dinâmica para calcular o fator MIIF da forma tradicional num sistema teste e este valor será comparado ao MIIF calculado através da matriz Y_{barra} deste sistema teste, mostrado na Figura 21, com os dados reunidos na Tabela 2.

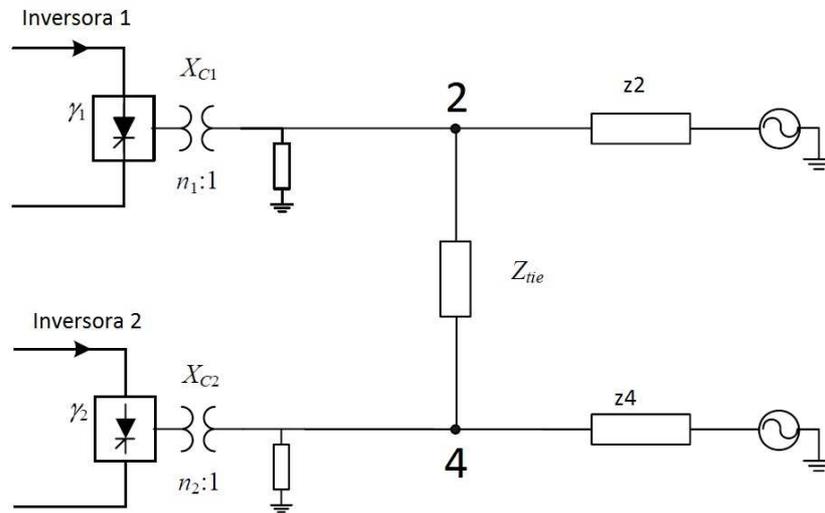


Figura 21 – Sistema teste para cálculo do MIIF

Faz-se necessário deixar claro que os únicos elementos utilizados para a construção da matriz Y_{barra} são as impedâncias da rede CA. Elementos shunts como filtros e as reatâncias dos transformadores conversores não são considerados na montagem desta matriz Y_{barra} .

Tabela 2 – Dados do Sistema Teste (em p.u., base 100 MVA)

	r	x	z	y
Barra 2	0,0068	0,0252	0,02614	38,25555
Barra 4	0,0119	0,0446	0,046135	21,67531
	rtie	xtie	ztie	ytie
Barra 2 - 4	0,005208	0,078113	0,078286	12,77362

A partir desses dados pode-se obter a matriz Y_{barra} e sua inversa Z_{barra} . De posse da matriz Z_{barra} , calcula-se os fatores $MIIF_{4,2}$ e $MIIF_{2,4}$.

$$Y_{barra} = \begin{bmatrix} 10,831 - 49,73451i & -0,8498 + 12,745i \\ -0,8498 + 12,745i & 6,4346 - 33,6767i \end{bmatrix}$$

$$Z_{barra} = Y_{barra}^{-1} = \begin{bmatrix} 0,00517 + 0,021i & 0,00286 + 0,0075i \\ 0,00286 + 0,0075i & 0,00687 + 0,0313i \end{bmatrix}$$

$$MIIF_{4,2} = \frac{|0,00286 + 0,0075i|}{|0,00517 + 0,021i|} = 0,372$$

$$MIIF_{2,4} = \frac{|0,00286 + 0,0075i|}{|0,00687 + 0,0313i|} = 0,251$$

Ao proceder com a simulação dinâmica em ANATEM, percebe-se uma grande aproximação entre os fatores MIFs calculados anteriormente e os fatores MIF medidos:

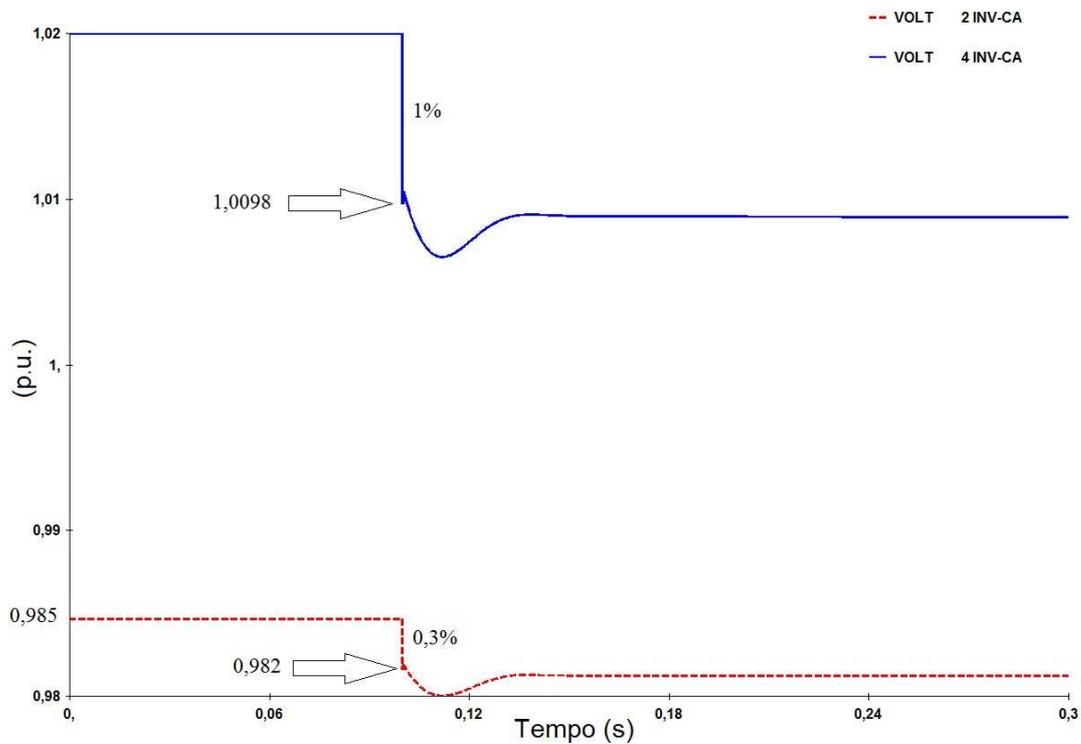


Figura 22 - Medição de $MIIF_{2,4}$

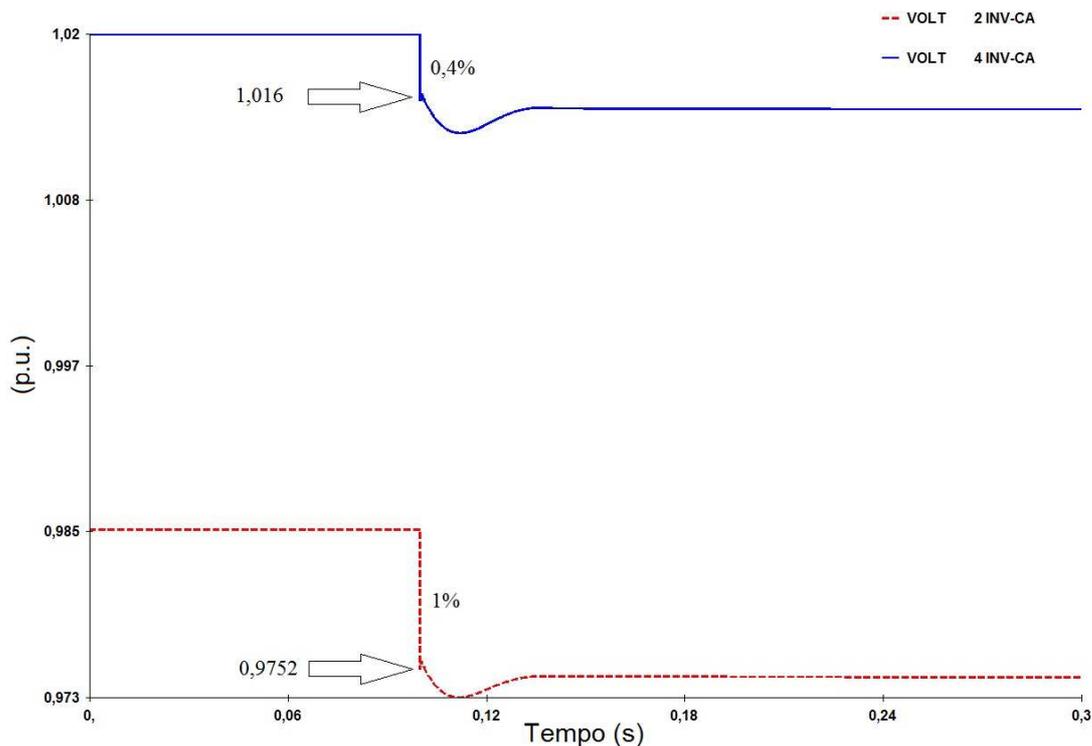


Figura 23 - Medição de $MIIF_{4,2}$

Nota-se, na Figura 22, que na primeira medição, tem-se uma redução de 1% (1,02 p.u. para 1,0098 p.u.) na tensão da barra 4, causando uma redução de 0,3% na tensão da barra 2 (0,985 p.u. para 0,982). Ou seja, o fator $MIIF_{2,4}$ é igual a 0,3, maior do que o valor de 0,251 calculado.

Nota-se, na Figura 23, que na segunda medição, tem-se uma redução de 1% (0,985 p.u. para 0,9752 p.u.) na tensão da barra 2, causando uma redução de 0,4% na tensão da barra 4 (1,02 p.u. para 1,016). Ou seja, o fator $MIIF_{4,2}$ é igual a 0,4, maior do que o valor de 0,372 calculado.

Estes resultados mostram que para este caso, o MIIF medido é mais conservativo, pois representa uma interação maior que MIIF calculado. Há que se fazer simulações dinâmicas para constatar se isso será sempre verdadeiro. O MIIF medido é sempre mais realista que o calculado, pois considera as não-linearidades do sistema. Entretanto o MIIF calculado é amplamente utilizado para as análises de *DC Multi-Infeed*.

O fator MIIF pode variar de 0 (zero) a 1 (um) onde MIIF igual a zero representam dois elos completamente desacoplados e MIIF igual a um representam dois elos conectados à mesma barra.

Para a análise da interação de elos CC num sistema CA, pode-se construir uma matriz de fatores MIIF. Uma matriz para um sistema de com três conversores conectados a três barras CA que estão eletricamente próximas uma das outras tem a forma apresentada na Tabela 3:

Tabela 3 – Matriz padrão MIIF para um sistema com 3 elos HVDC

Matriz MIIF		Barra onde mede-se a redução de tensão causada pela redução de 1% na tensão da barra remota		
		Conversor 1	Conversor 2	Conversor 3
Barra onde é aplicada a redução de 1% tensão	Conversor 1	$MIIF_{1,1} = \frac{\Delta V_1}{\Delta V_1} = \frac{Z_{11}}{Z_{11}} = 1$	$MIIF_{2,1} = \frac{\Delta V_2}{\Delta V_1} = \frac{Z_{12}}{Z_{11}}$	$MIIF_{3,1} = \frac{\Delta V_3}{\Delta V_1} = \frac{Z_{13}}{Z_{11}}$
	Conversor 2	$MIIF_{1,2} = \frac{\Delta V_1}{\Delta V_2} = \frac{Z_{21}}{Z_{22}}$	$MIIF_{2,2} = \frac{\Delta V_2}{\Delta V_2} = \frac{Z_{22}}{Z_{22}} = 1$	$MIIF_{3,2} = \frac{\Delta V_3}{\Delta V_2} = \frac{Z_{23}}{Z_{22}}$
	Conversor 3	$MIIF_{1,3} = \frac{\Delta V_1}{\Delta V_3} = \frac{Z_{31}}{Z_{33}}$	$MIIF_{2,3} = \frac{\Delta V_2}{\Delta V_3} = \frac{Z_{32}}{Z_{33}}$	$MIIF_{3,3} = \frac{\Delta V_3}{\Delta V_3} = \frac{Z_{33}}{Z_{33}} = 1$

O potencial de interação entre os elos pode também ser estimado pela combinação da proximidade elétrica e da relação das potências injetadas pelos elos. Então pode-se construir uma segunda matriz, conforme mostra a Tabela 4 onde a potência injetada pelo elo remoto é associada a cada fator MIIF.

Tabela 4 – Matriz padrão Pdc x MIIF para um sistema com 3 elos HVDC

Matriz Pdc x MIIF		Barra onde é medida a redução de tensão causada pela redução de 1% na tensão da outra barra		
		Conversor 1	Conversor 2	Conversor 3
Barra onde é aplicada a redução de 1% tensão	Conversor 1	$Pdc1$	$MIIF_{2,1} \times Pdc2$	$MIIF_{3,1} \times Pdc3$
	Conversor 2	$MIIF_{1,2} \times Pdc1$	$Pdc2$	$MIIF_{3,2} \times Pdc3$
	Conversor 3	$MIIF_{1,3} \times Pdc1$	$MIIF_{2,3} \times Pdc2$	$Pdc3$

Deve-se então fazer a relação entre $MIIF_{j,i} \times Pdc_j$ e Pdc_i . Assim o CIGRÉ [15] classifica o potencial de interação entre os elos conforme a Tabela 5.

Tabela 5 – Classificação do Potencial de Interação

$\frac{MIIF_{j,i} \times Pdc_j}{Pdc_i}$	Potencial de Interação
Valores menores que 15%	Pequeno
Valores entre 15% e 40%	Moderado
Valores maiores que 40%	Alto

3.2.6 Relação de Curto-Circuito Interativa de Multi-Infeed

A Relação de curto-circuito interativa de Multi-Infeed (MISCR - *Multi-Infeed Interactive Short Circuit Ratio*) representa a relação de curto-circuito de uma barra, considerando a influência dos elos de corrente contínua que têm conversores ligados a barras CA que estão eletricamente próximas daquela barra.

Matematicamente, nota-se na equação do MISCR que é acrescentado ao denominador da equação do SCR, o fator $\sum_j (MIIF_{j,i} \times Pdc_j)$.

$$SCR_i = \frac{Scc_i}{Pdc_i} \Rightarrow MISCR_i = \frac{Scc_i}{Pdc_i + \sum_j (MIIF_{j,i} \times Pdc_j)} \quad (3.11)$$

Ou:

$$MISCR_i = \frac{SCR_i \times Pdc_i}{Pdc_i + \sum_j (MIIF_{j,i} \times Pdc_j)} \quad (3.12)$$

3.2.7 Relação de Curto-Circuito Efetiva Interativa de Multi-Infeed

A Relação de curto-circuito efetiva interativa de Multi-Infeed (MIESCR – *Multi-Infeed Interactive Effective Short Circuit Ratio*) representa a relação efetiva de curto-circuito de uma barra, considerando a influência dos elos de corrente contínua que têm conversoras ligadas a barras CA eletricamente próximas daquela barra.

Matematicamente, nota-se na equação do MIESCR que é acrescentado ao denominador da equação do ESCR, o fator $\sum_j (MIIF_{j,i} \times Pdc_j)$.

$$ESCR_i = \frac{Scc_i - Qfiltros_i}{Pdc_i} \Rightarrow MIESCR_i = \frac{Scc_i - Qfiltros_i}{Pdc_i + \sum_j (MIIF_{j,i} \times Pdc_j)} \quad (3.13)$$

Ou:

$$MIESCR_i = \frac{ESCR_i \times Pdc_i}{Pdc_i + \sum_j (MIIF_{j,i} \times Pdc_j)} \quad (3.14)$$

3.2.8 Relação de Curto-Circuito de Multi-Infeed

Algumas referências, como [19] e [33], abordam a relação de curto-circuito de Multi-Infeed (MSCR – *Multi-Infeed Short Circuit Ratio*) índice MSCR que é calculado por:

$$MSCR_i = \frac{1}{\sum_{j=1}^k Pdc_j \times Z_{Li,j}} \quad (3.15)$$

Onde:

- i é a barra em análise;
- k representa o número de conversores na mesma área CA;
- j varia de i a k ;
- Pdc_j é a potência do conversor j em p.u.;
- $Z_{Li,j}$ é o elemento da i -ésima linha e j -ésima coluna na Z_{barra} do sistema, em p.u., sem considerar as compensações *shunts* necessárias para a operação das pontes conversoras.

3.2.9 Relação de Curto-Circuito Efetiva de Multi-Infeed

Se na matriz Z_{barra} do sistema estiverem inclusas as compensações *shunts* necessárias à operação dos elos CC, então a fórmula (3.15) equivale à relação de curto-circuito efetiva de Multi-Infeed (MESCR – *Multi-Infeed Effective Short Circuit Ratio*), ou seja:

$$MESCR_i = \frac{1}{\sum_{j=1}^k Pdc_j \times Z_{Ei,j}} \quad (3.16)$$

Onde:

- $Z_{Ei,j}$ é o elemento da i -ésima linha e j -ésima coluna na Z_{barra} do sistema, em p.u., considerando as compensações *shunts* necessárias para a operação das pontes conversoras

3.2.10 Comparação Entre os Índices MISCR e MSCR

É importante notar que os índices MSCR e MESCR não utilizam o fator MIIF em seus cálculos.

Comparando as equações de MISCR e MSCR pode-se notar uma equivalência entre as equações, visto que [19]:

$$\begin{aligned}
MSCR_i &= \frac{1}{\sum_{j=1}^k Pdc_j \times Z_{Li,j}} = \frac{1}{Pdc_i \times Z_{i,i} + \sum_{j=1, j \neq i}^k Pdc_j \times Z_{Li,j}} = \frac{\frac{1}{Z_{i,i}}}{Pdc_i + \sum_{j=1}^k Pdc_j \times \frac{Z_{Li,j}}{Z_{i,i}}} \\
MSCR_i &= \frac{Scc_i}{Pdc_i + \sum_{j=1}^k Pdc_j \times \frac{Z_{Li,j}}{Z_{i,i}}} \quad (3.17)
\end{aligned}$$

Como já foi visto na Seção 3.2.5, a relação:

$$MIIF_{j,i} = \frac{\Delta V_j}{\Delta V_i} = \frac{Z_{i,j}}{Z_{i,i}} \quad (3.18)$$

é uma aproximação válida, então:

$$MSCR_i = \frac{Scc_i}{Pdc_i + \sum_{j=1}^k Pdc_j \times MIIF_{j,i}} = MISCR_i$$

Pode-se declarar que $MISCR \approx MSCR$ e $MIESCR \approx MESCR$.

3.3 Principais Fenômenos da Interação

Os quatro fenômenos básicos da interação causada por um cenário de *DC Multi-Infed* são:

- Sobretensões transitórias (TOV);
- Falha de comutação incluindo a recuperação após a falta;
- Interação harmônica;
- Instabilidade de tensão e potência e interação entre controles.

Estes fenômenos da interação são considerados para sistemas aéreos e também para cabos subterrâneos. Para cada um destes fenômenos existem estudos a serem feitos e estratégias mitigatórias.

3.3.1 Sobretensões Transitórias (TOV):

Um importante critério no projeto de um elo de corrente contínua é a suportabilidade a sobretensões transitórias nos terminais CA das estações conversoras.

As sobretensões nos terminais dos conversores podem ocorrer devido a distúrbios na rede CA ou no sistema CC. O pior caso de sobretensões seria o bloqueio do elo. Neste caso, toda a compensação reativa necessária para a operação do elo

(aproximadamente metade da potência ativa nominal do elo), seria injetada no sistema CA, causando sobretensões.

Num contexto de *DC Multi-Infeed*, o cenário pode ser agravado, pois poderá ocorrer o bloqueio simultâneo de todos os elos HVDC. Neste caso, todas as barras CA das estações inversoras sofrerão o aumento da tensão CA, causado pela compensação reativa do seu elo próprio e também pelas compensações reativas dos elos na proximidade elétrica, já que existe alguma interação (MIIF) entre as barras.

A Figura 24 ilustra como um cenário de *DC Multi-Infeed* pode agravar a questão das sobretensões transitórias. Foram realizadas três simulações dinâmicas no sistema teste da Figura 21. Procurou-se simular o bloqueio de dois elos simultaneamente com três valores de MIIF entre os elos e verificou-se a tensão CA nas barras das estações inversoras. A Figura 24 apresenta o resultado para as três simulações. Na primeira simulação, cujo resultado é representado pela curva vermelha, o MIIF é igual a zero, ou seja, os dois elos estão completamente desacoplados. Na segunda simulação, cujo resultado é representado pela curva azul, o MIIF é de 0,25, representando uma moderada interação entre as estações inversoras. Na terceira simulação, cujo resultado é representado pela curva rosa, o MIIF é de 0,60, representando uma forte interação entre as estações inversoras.

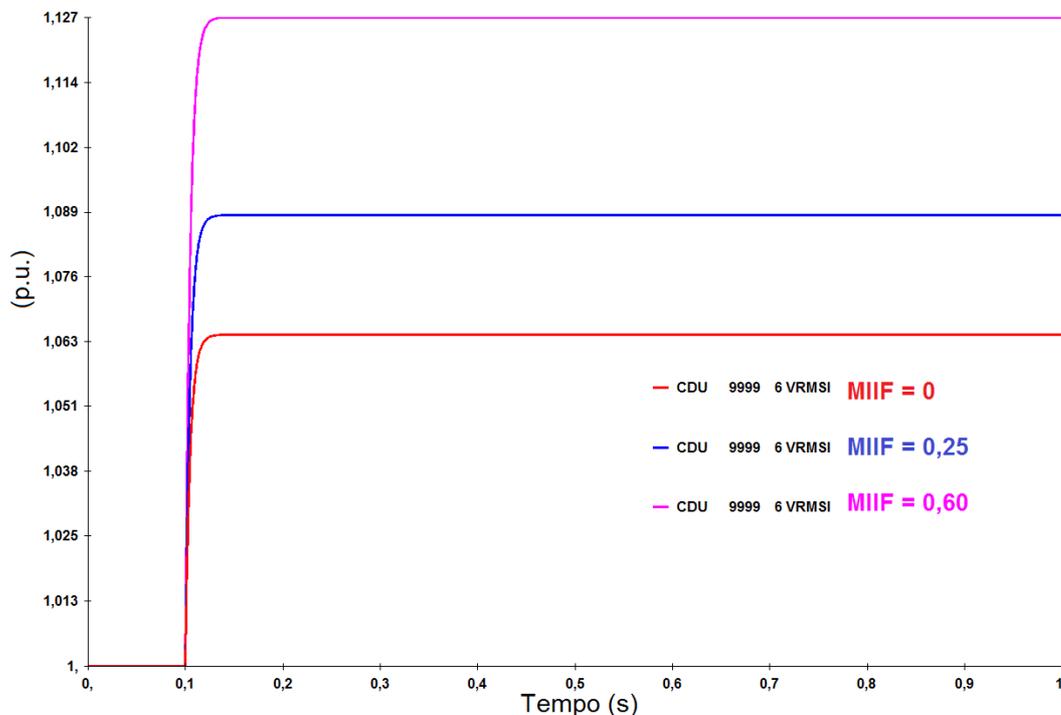


Figura 24 – Bloqueio de 2 elos – Tensão nas estações inversoras Curva vermelha - $MIIF_{2,4} = MIIF_{4,2} = 0$, Curva azul - $MIIF_{2,4} = MIIF_{4,2} = 0,25$, Curva rosa - $MIIF_{2,4} = MIIF_{4,2} = 0,6$

A Figura 24 mostra que quanto maior a interação entre as barras maior será a sobretensão na rede CA, causada pelo bloqueio dos elos ligados àquelas barras.

3.3.2 Falha de Comutação Incluindo a Recuperação Após a Falta

As falhas de comutação geralmente ocorrem durante uma repentina queda na tensão CA na estação inversora. No momento da falha de comutação, será solicitada uma quantidade adicional de potência reativa em outros pontos da rede CA eletricamente próxima de outros elos que também poderão sofrer falha de comutação. A falta por si só não causaria isso.

As falhas de comutação são de natureza estatística, pois têm relação com o instante de tempo em que acontecem, entretanto, de forma geral, uma redução a 90% da tensão pré-falta em uma das fases já poderá causar a falha de comutação [34]. Quanto maior é a queda na tensão CA, maior será a duração destas falhas até que o controle faça o sistema voltar a operar normalmente. A segurança e confiabilidade na recuperação, ou seja, recuperação sem falha de comutação sucessiva, até a plena potência do elo dependerá fortemente da força do sistema CA da estação inversora (ESCR).

Situações de *DC Multi-Infeed* podem ser especialmente problemáticas já que uma simples falta na barra CA da estação inversora de um elo poderá induzir falhas de comutação em outros elos HVDC próximos. A interrupção de um grande bloco de potência CC pode ser traumática para o sistema CA.

3.3.3 Interações Harmônicas

Conversoras comutadas pela linha (LCC) são grandes fontes de harmônicos num sistema elétrico de potência, gerando harmônicos do lado CA e CC das válvulas. Os efeitos dos harmônicos não ficam concentrados somente nos conversores, podendo se propagar por maiores distâncias. Os níveis de harmônicos nas tensões e correntes podem ser amplificados por ressonâncias em série ou em paralelo do sistema. Os harmônicos num sistema HVDC reduzem a eficiência na geração e transmissão de potência. Eles também podem causar danos ao isolamento dos componentes do sistema se não forem tratados de maneira adequada. Além disso, um mal-funcionamento de uma usina pode ocorrer se o sistema tiver alto conteúdo harmônico. Os harmônicos injetados no sistema CA e linha CC podem causar ainda sobreaquecimento em capacitores e geradores, instabilidade dos sistemas de controle e interferência com circuitos de comunicação.

Para ter alta qualidade na potência entregue pelo sistema CC, é necessário definir o nível de distorção de onda que pode ser admitido no sistema elétrico de potência.

Estudos harmônicos são relativamente complexos e necessitam de bastante detalhamento, mas é razoável admitir que estações inversoras muito próximas eletricamente tenham mais chance de interagir harmonicamente. Experiências profissionais relatam que estações inversoras que têm o MIIF abaixo de 0,1 não têm nenhuma possibilidade de interagir harmonicamente [15].

3.3.4 Interações de Controle e Instabilidade de Tensão/Potência

Assim como nos sistemas CA puros, a instabilidade de tensão/potência na barra da estação inversora é uma preocupação. Ações de controle associadas a sistemas HVDC muitas vezes pioram a situação. A mitigação desta situação de instabilidade é geralmente contornada garantindo um nível de curto-circuito adequado em relação à potência que passa pelo elo, além de modificação das características de controle.

Em um sistema *DC Single-infeed*, ou seja, onde só existe um elo HVDC operando naquela região elétrica, é calculado, através de simples parâmetros do elo HVDC, um ESCR crítico (CESCR). Se o ESCR em operação cair abaixo desse valor, ocorrerá um colapso de tensão. Um bom planejamento tem por meta que valores abaixo do CESCR sejam evitados, mas muitas vezes, múltiplos eventos podem fazer com que estes valores de ESCR fiquem abaixo do crítico [34].

Em situações de *DC Multi-Infeed*, o MIESCR crítico de um elo é igual em módulo ao calculado para o *DC Single-infeed*, dado que os parâmetros dos elos são similares.

Não é esperado que os controles convencionais de sistemas HVDC interajam adversamente entre eles. Um sistema de controle auxiliar HVDC, que tem o objetivo de melhorar a operação do sistema CA, pode estar sujeito a uma instabilidade de controle pela proximidade com outro sistema de controle auxiliar de outro elo HVDC na mesma região elétrica [34].

3.4 O Caso Brasileiro

O sistema elétrico brasileiro está vivendo uma situação bastante particular. Nos próximos anos vários elos de corrente contínua entrarão em operação, tendo as estações inversoras conectadas em barras CA muito próximas eletricamente.

Por muitos anos, a única injeção de potência proveniente de um elo HVDC era a aquela proveniente do elo CC do sistema de transmissão da usina de Itaipu. Tratam-se de 6300 MW que são injetados na subestação de Ibiúna, em São Paulo. Recentemente, no final de 2013, entrou em operação comercial o primeiro bipolo do sistema de transmissão das usinas do rio Madeira, que transmite 3150 MW até a nova subestação de Araraquara 2, também em São Paulo. Em breve, ocorrerá a entrada em operação do segundo bipolo, na mesma subestação.

Nos próximos anos, ainda entrarão em operação dois bipolos associados à transmissão da energia proveniente da usina de Belo Monte, o primeiro chegando à subestação de Estreito, em Minas Gerais, e o segundo, numa subestação denominada de Terminal Rio nas proximidades de Paracambi, no Rio de Janeiro.

Num futuro mais distante, porém ainda no horizonte de planejamento (10 anos), muito provavelmente mais um elo HVDC se conectará ao SIN. Trata-se do sistema de transmissão para escoar a energia proveniente do AHE Tapajós. Este ainda não possui uma localização definida, mas provavelmente terá sua estação inversora localizada na Região Sudeste, onde está localizado o grande centro de carga do SIN. O potencial energético deste aproveitamento hidrelétrico associado à distância para a região Sudeste (em torno de 2000 km) aponta para uma solução em transmissão em corrente contínua.

A Tabela 6 resume todos os elos do território nacional, incluindo aqueles que fazem interligações internacionais. E também apresenta os elos futuros já previstos no horizonte de 10 anos.

A Figura 25 mostra estes elos que estarão em operação num horizonte de 10 anos e a Figura 26 mostra a proximidade elétrica entre as estações inversoras na região sudeste do país.

Tabela 6 – Elos CC no Brasil

Elo	Potência Nominal (MW)	Tensão CC (kV)	Linha/Cabos (km)	Tecnologia Válvula
Itaipu 1 e 2	6300	±600	800	Tiristores
Acaray	55	±25	<i>back-to-back</i>	Tiristores
URUGUAIANA	50	15	<i>back-to-back</i>	Tiristores
GARABI 1	1100	±70	<i>back-to-back</i>	Tiristores
GARABI 2	2000	±70	<i>back-to-back</i>	Tiristores
RIVERA	70	20	<i>back-to-back</i>	Tiristores
Madeira	6300	±600	2375	Tiristores
Madeira (B2B)	800	±200	<i>back-to-back</i>	Tiristores
Melo	500	525	<i>back-to-back</i>	Tiristores
Belo Monte 1 (Previsão 2017/18)	4000	±800	2100	Tiristores
Belo Monte 2 (Previsão 2020/21)	4000	±800	2500	Tiristores
Tapajós (Sem previsão)	-	-	-	-

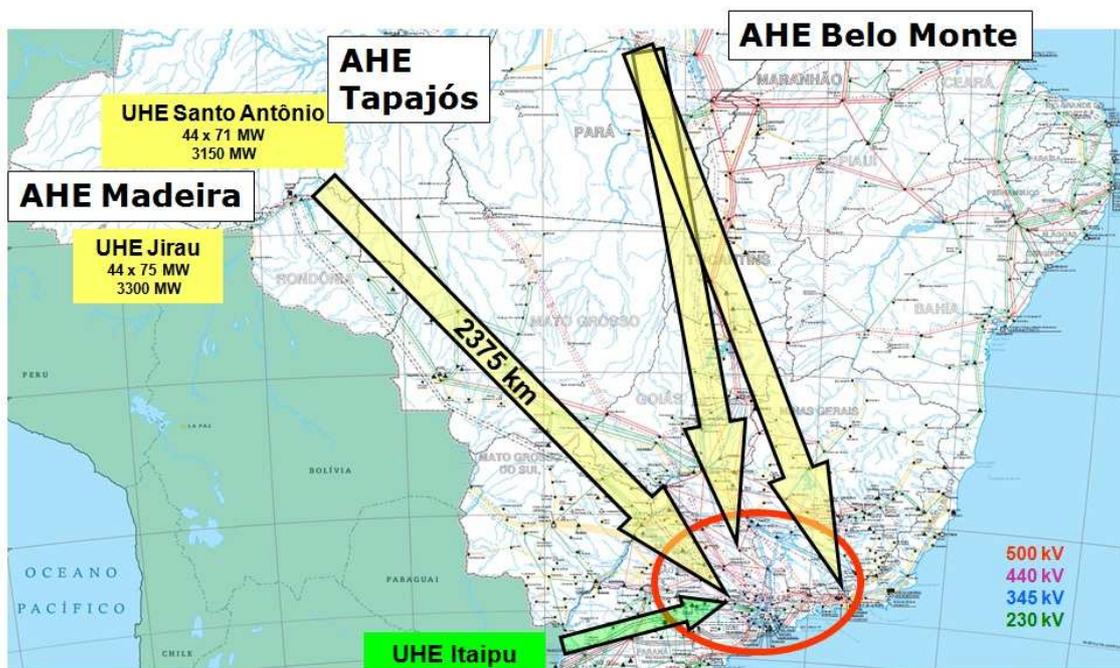


Figura 25 – Conexões de elos HVDC no Brasil Atuais e Futuras – Grandes Distâncias

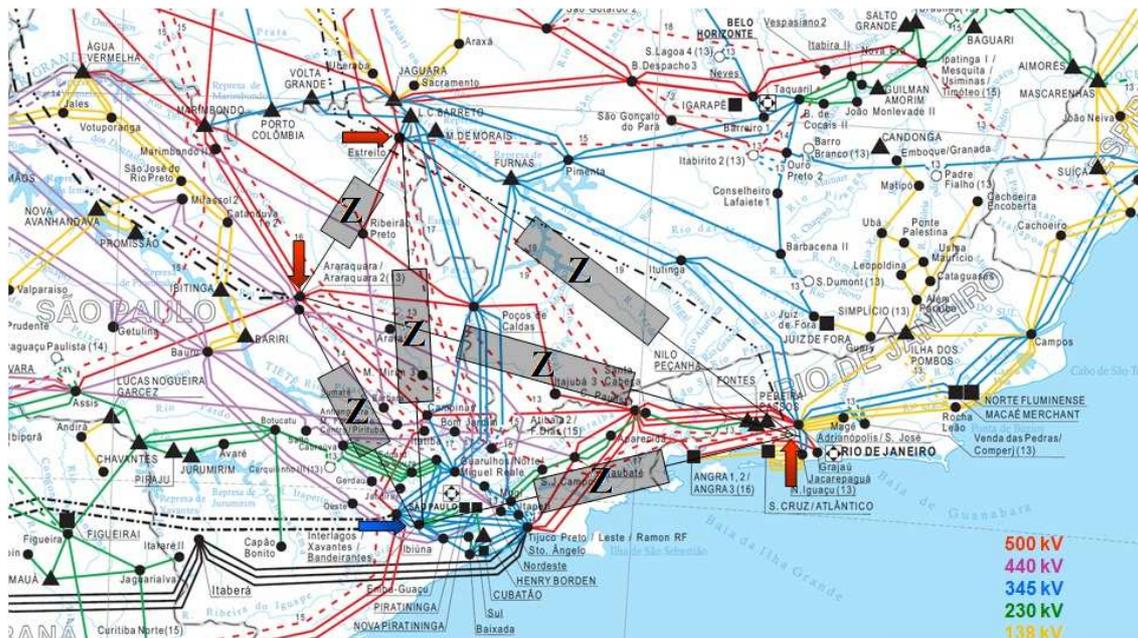


Figura 26 – Situação de DC Multi-Infeed no Brasil – Inversoras próximas eletricamente

Utilizando a base de dados para estudos de curto-circuito, disponível em [35] e uma rotina em MATLAB (similar àquela disponível no Apêndice D), calculou-se a matriz MIIF através do método da matriz Y_{barra} e os índices mencionados na Seção 3.2 para as barras de Ibiúna, Araraquara 2, Estreito e Terminal Rio para os anos de 2013 a 2022.

Com o auxílio do ANAFAS [36], desenvolvido pelo CEPEL, a rede CA foi reduzida a um equivalente de quatro barras. Essas barras são as de Ibiúna, Araraquara 2, Estreito e Terminal Rio. Deste equivalente puderam ser obtidos os valores de impedâncias equivalentes próprias das barras CA supracitadas e as impedâncias equivalentes de interligação entre estas barras CA. Este equivalente pode ser visualizado na Figura 27.

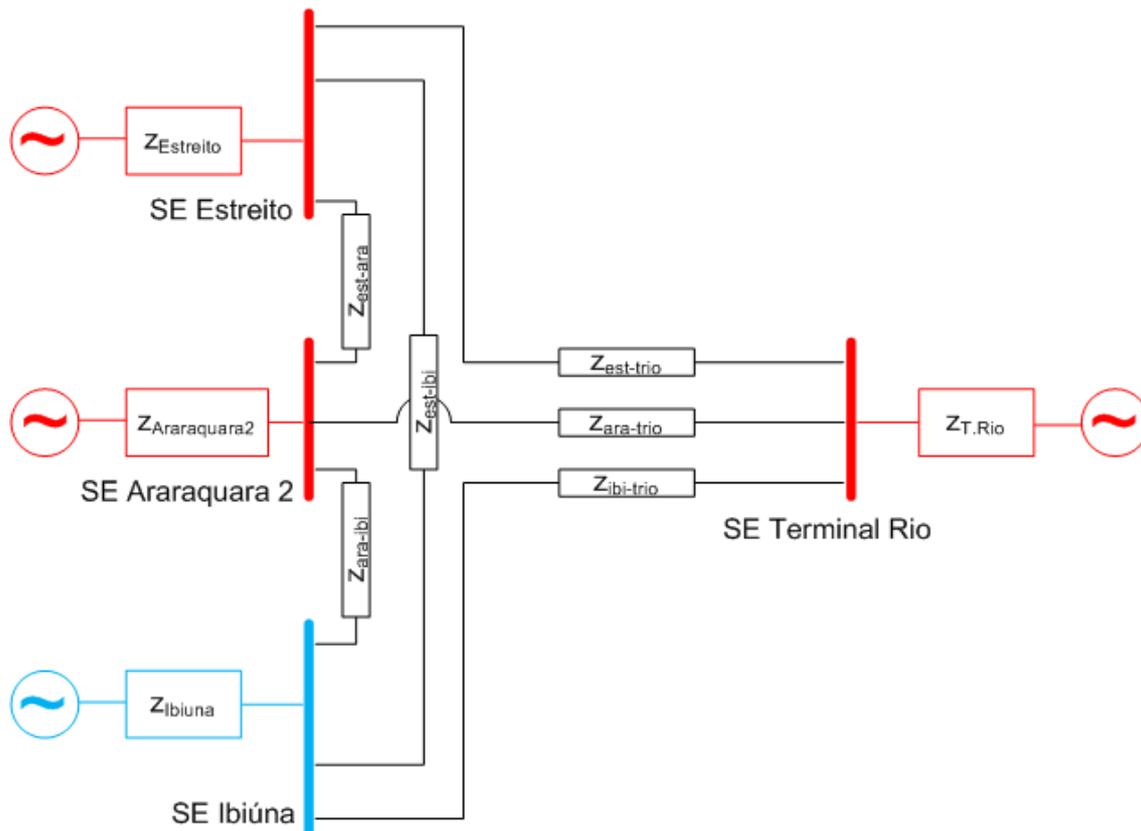


Figura 27 – Caso equivalente criado para os cálculos dos índices

A barra de Estreito só entrou na análise a partir de 2017 e a barra de Terminal Rio a partir de 2020, pois esses são os anos previstos para a entrada em operação do primeiro e do segundo bipolo associados à transmissão da energia proveniente da usina de Belo Monte, respectivamente.

As análises foram feitas para os casos de curto-circuito máximo (carga pesada), que são apresentadas da Tabela 7 a Tabela 9. Também foram feitas análises dos casos de curto-circuito mínimo (carga leve), que são apresentadas da Tabela 10 a Tabela 12.

Tabela 7 – Matriz MIIF e cálculos dos índices para o SIN (2013 – 2016) - casos de curto-circuito máximo

		MIIF		Sec (MVA)	Pdc (MW)	Qfiltros (Mvar)	SCR	ESCR	MSCR	MESCR
		Ibiúna	Araraquara							
2013	Ibiúna	1.0000	0.2071	23732.23	6300	3188.20	3.77	3.26	3.12	2.70
	Araraquara	0.1914	1.0000	21934.85	6300	3987.00	3.48	2.85	2.92	2.39
2014	Ibiúna	1.0000	0.2294	24112.22	6300	3188.20	3.83	3.32	3.11	2.70
	Araraquara	0.2242	1.0000	23563.12	6300	3987.00	3.74	3.11	3.06	2.54
2015	Ibiúna	1.0000	0.2394	24885.69	6300	3188.20	3.95	3.44	3.19	2.78
	Araraquara	0.2455	1.0000	25522.74	6300	3987.00	4.05	3.42	3.25	2.74
2016	Ibiúna	1.0000	0.2356	25114.88	6300	3188.20	3.99	3.48	3.23	2.82
	Araraquara	0.2404	1.0000	25633.15	6300	3987.00	4.07	3.44	3.28	2.77

Tabela 8 – Matriz MIIF e cálculos dos índices para o SIN (2017 – 2019) - casos de curto-circuito máximo

		MIIF			Sec (MVA)	Pdc (MW)	Qfiltros (Mvar)	SCR	ESCR	MSCR	MESCR
		Ibiúna	Araraquara	Estreito							
2017	Ibiúna	1.0000	0.2205	0.1195	25465.82	6300	3188.2	4.04	3.54	3.12	2.73
	Araraquara	0.2302	1.0000	0.1932	26591.06	6300	3987.0	4.22	3.59	3.12	2.65
	Estreito	0.1021	0.1581	1.0000	21762.69	4000	2000.0	5.44	4.94	3.86	3.50
2018	Ibiúna	1.0000	0.2199	0.1192	25481.06	6300	3188.2	4.04	3.54	3.12	2.73
	Araraquara	0.2299	1.0000	0.1927	26631.01	6300	3987.0	4.23	3.59	3.13	2.66
	Estreito	0.1019	0.1575	1.0000	21777.01	4000	2000.0	5.44	4.94	3.87	3.51
2019	Ibiúna	1.0000	0.2240	0.1244	25535.22	6300	3188.2	4.05	3.55	3.11	2.72
	Araraquara	0.2331	1.0000	0.1976	26572.35	6300	3987.0	4.22	3.58	3.10	2.64
	Estreito	0.1056	0.1612	1.0000	21669.70	4000	2000.0	5.42	4.92	3.81	3.46

Tabela 9 – Matriz MIIF e cálculos dos índices para o SIN (2020 – 2022) - casos de curto-circuito máximo

		MIIF				Sec (MVA)	Pdc (MW)	Qfiltros (Mvar)	SCR	ESCR	MSCR	MESCR
		Ibiúna	Araraquara	Estreito	Terminal Rio							
2020	Ibiúna	1.0000	0.2200	0.1325	0.1136	25627.40	6300	3188.2	4.07	3.56	2.96	2.59
	Araraquara	0.2298	1.0000	0.1973	0.1497	26774.94	6300	3987.0	4.25	3.62	2.93	2.49
	Estreito	0.1372	0.1955	1.0000	0.1955	26535.27	4000	2000.0	6.63	6.13	3.86	3.57
	Terminal Rio	0.1268	0.1599	0.2106	1.0000	28593.17	4000	2000.0	7.15	6.65	4.30	4.00
2021	Ibiúna	1.0000	0.2203	0.1325	0.1137	25637.02	6300	3188.2	4.07	3.56	2.96	2.59
	Araraquara	0.2302	1.0000	0.1973	0.1497	26796.40	6300	3987.0	4.25	3.62	2.93	2.50
	Estreito	0.1371	0.1954	1.0000	0.1954	26536.11	4000	2000.0	6.63	6.13	3.86	3.57
	Terminal Rio	0.1268	0.1597	0.2106	1.0000	28594.76	4000	2000.0	7.15	6.65	4.30	4.00
2022	Ibiúna	1.0000	0.2203	0.1325	0.1137	25637.01	6300	3188.2	4.07	3.56	2.96	2.59
	Araraquara	0.2302	1.0000	0.1973	0.1497	26796.57	6300	3987.0	4.25	3.62	2.93	2.50
	Estreito	0.1371	0.1954	1.0000	0.1954	26536.54	4000	2000.0	6.63	6.13	3.86	3.57
	Terminal Rio	0.1268	0.1597	0.2106	1.0000	28594.79	4000	2000.0	7.15	6.65	4.30	4.00

Tabela 10 – Matriz MIIF e cálculos dos índices para o SIN (2013 – 2016) - casos de curto-circuito mínimo

		MIIF		Sec (MVA)	Pdc (MW)	Qfiltros (Mvar)	SCR	ESCR	MSCR	MESCR
		Ibiúna	Araraquara							
2013	Ibiúna	1.0000	0.3472	20174.33	6300	3188.2	3.20	2.70	2.38	2.00
	Araraquara	0.2892	1.0000	16803.42	6300	3987.0	2.67	2.03	2.07	1.58
2014	Ibiúna	1.0000	0.3651	20492.41	6300	3188.2	3.25	2.75	2.38	2.01
	Araraquara	0.3221	1.0000	18077.12	6300	3987.0	2.87	2.24	2.17	1.69
2015	Ibiúna	1.0000	0.3695	21119.64	6300	3188.2	3.35	2.85	2.45	2.08
	Araraquara	0.3465	1.0000	19806.79	6300	3987.0	3.14	2.51	2.33	1.86
2016	Ibiúna	1.0000	0.3678	21318.30	6300	3188.2	3.38	2.88	2.47	2.10
	Araraquara	0.3430	1.0000	19881.26	6300	3987.0	3.16	2.52	2.35	1.88

Tabela 11 – Matriz MIIF e cálculos dos índices para o SIN (2017 – 2019) - casos de curto-circuito mínimo

		MIIF			Sec (MVA)	Pdc (MW)	Qfiltros (Mvar)	SCR	ESCR	MSCR	MESCR
		Ibiúna	Araraquara	Estreito							
2017	Ibiúna	1.0000	0.3523	0.2453	21714.92	6300	3188.2	3.45	2.94	2.2856	1.9501
	Araraquara	0.3339	1.0000	0.3484	20581.17	6300	3987.0	3.27	2.63	2.1008	1.6938
	Estreito	0.1896	0.2840	1.0000	16779.39	4000	2000.0	4.19	3.69	2.4027	2.1163
2018	Ibiúna	1.0000	0.3508	0.2437	21741.86	6300	3188.2	3.45	2.95	2.2923	1.9562
	Araraquara	0.3331	1.0000	0.3462	20648.45	6300	3987.0	3.28	2.64	2.1105	1.7030
	Estreito	0.1887	0.2823	1.0000	16834.87	4000	2000.0	4.21	3.71	2.4164	2.1293
2019	Ibiúna	1.0000	0.3550	0.2498	21767.60	6300	3188.2	3.46	2.95	2.2828	1.9484
	Araraquara	0.3366	1.0000	0.3504	20642.09	6300	3987.0	3.28	2.64	2.1016	1.6957
	Estreito	0.1923	0.2844	1.0000	16756.05	4000	2000.0	4.19	3.69	2.3927	2.1071

Tabela 12 – Matriz MIIF e cálculos dos índices para o SIN (2020 – 2022) - casos de curto-circuito mínimo

		MIIF				Sec (MVA)	Pdc (MW)	Qfiltros (Mvar)	SCR	ESCR	MSCR	MESCR
		Ibiúna	Araraquara	Estreito	Terminal Rio							
2020	Ibiúna	1.0000	0.3501	0.2530	0.2138	21872.58	6300	3188.2	3.4718	2.97	2.1087	1.8013
	Araraquara	0.3337	1.0000	0.3405	0.2614	20849.44	6300	3987.0	3.3094	2.68	1.9287	1.5599
	Estreito	0.2374	0.3351	1.0000	0.3087	20517.93	4000	2000.0	5.1295	4.63	2.3207	2.0945
	Terminal Rio	0.2103	0.2698	0.3237	1.0000	21515.14	4000	2000.0	5.3788	4.88	2.5862	2.3458
2021	Ibiúna	1.0000	0.3501	0.2528	0.2137	21892.43	6300	3188.2	3.4750	2.97	2.1108	1.8034
	Araraquara	0.3338	1.0000	0.3404	0.2613	20871.12	6300	3987.0	3.3129	2.68	1.9307	1.5619
	Estreito	0.2370	0.3348	1.0000	0.3086	20525.41	4000	2000.0	5.1314	4.63	2.3227	2.0964
	Terminal Rio	0.2100	0.2694	0.3235	1.0000	21519.47	4000	2000.0	5.3799	4.88	2.5881	2.3476
2022	Ibiúna	1.0000	0.3501	0.2528	0.2137	21892.43	6300	3188.2	3.4750	2.97	2.1108	1.8034
	Araraquara	0.3338	1.0000	0.3404	0.2613	20871.14	6300	3987.0	3.3129	2.68	1.9308	1.5619
	Estreito	0.2370	0.3348	1.0000	0.3086	20525.51	4000	2000.0	5.1314	4.63	2.3227	2.0964
	Terminal Rio	0.2100	0.2694	0.3235	1.0000	21519.48	4000	2000.0	5.3799	4.88	2.5881	2.3476

O Cenário de curto-circuito mínimo representa um cenário onde a carga do SIN é baixa, porém há necessidade de despachar usinas que mandam energia através dos elos CC, pois estão com reservatório cheio e não têm capacidade de armazenamento. Esse é o cenário mais crítico para a operação dos elos HVDC no sistema brasileiro onde pode-se perceber valores baixos de MESCR associados a valores moderados de MIIFs.

A análise mostra que, em ambos os cenários analisados, existirá uma interação maior entre as estações inversoras de Ibiúna e Araraquara 2. Esta interação pode se agravar ao longo dos anos, pois elas possuem um MESCR menor que as outras duas estações inversoras. Caberá aos engenheiros de planejamento e operação do sistema, sugerir reforços para aumentar os níveis de MESCR e também estratégias de controle que possam melhorar a recuperação do elo após uma falha de comutação.

3.5 Exemplos de Outros Países

À medida que a demanda por energia vai aumentando e a opção de transmitir em corrente contínua a longas distâncias vai se tornando mais competitiva, sistemas elétricos de diversos países vem sentindo a necessidade de investigar mais acerca da interação entre elos HVDC numa mesma região elétrica. Esta dissertação mencionará estudos de caso feitos em alguns países, que foram abordados nas referências [15], [16], [17] [18], e [37].

3.5.1 Canadá

Até o presente momento, o Canadá possui 12 elos HVDC sendo 5 deles com a configuração sem a linha CC (*back-to-back*). Estes elos são resumidos na Tabela 13.

Tabela 13 – Elos CC no Canadá

Elo	Potência Nominal (MW)	Tensão CC (kV)	Linha/ Cabos (km)	Tecnologia Válvula
Vancouver I	312	±260	74	Mercúrio
Vancouver II	370	±280	74	Tiristores
Eel River	350	±80	<i>back-to-back</i>	Tiristores
Nelson River 1	1854	±463	900	Tiristores
Nelson River 2	2000	±500	930	Tiristores
Poste Chateauguay	2x500	±145	<i>back-to-back</i>	Tiristores
Madawaska	350	130,5	<i>back-to-back</i>	Tiristores
Des Contons –Comferford	690	±450	172	Tiristores
Quebec-New England (Multiterminal)	2000	±450	1480	Tiristores
McNeill	150	42	<i>back-to-back</i>	Tiristores
Outaouais	1250	±175	<i>back-to-back</i>	Tiristores
Labrador-Island Transmission Link	900	±350	1100	Tiristores
Maritime Transmission Link	500	±350	518	Tiristores

Dentre estes, os bipolos de Nelson River, da Manitoba Hydro, têm as estações inversoras na mesma subestação (Dorsey), na cidade de Winnipeg. Está prevista para 2017 a entrada em operação do terceiro bipolo de Nelson River, que terá sua estação inversora também na cidade de Winnipeg, porém no lado oposto da cidade, na Subestação de Riel, como pode-se ver na Figura 28.

Além disso, existem outros 2 elos HVDC no norte dos EUA que também podem interagir com os elos canadenses, pois existe uma ligação em corrente alternada ligando as regiões de Manitoba (Canadá) e Minnesota (Norte dos EUA).

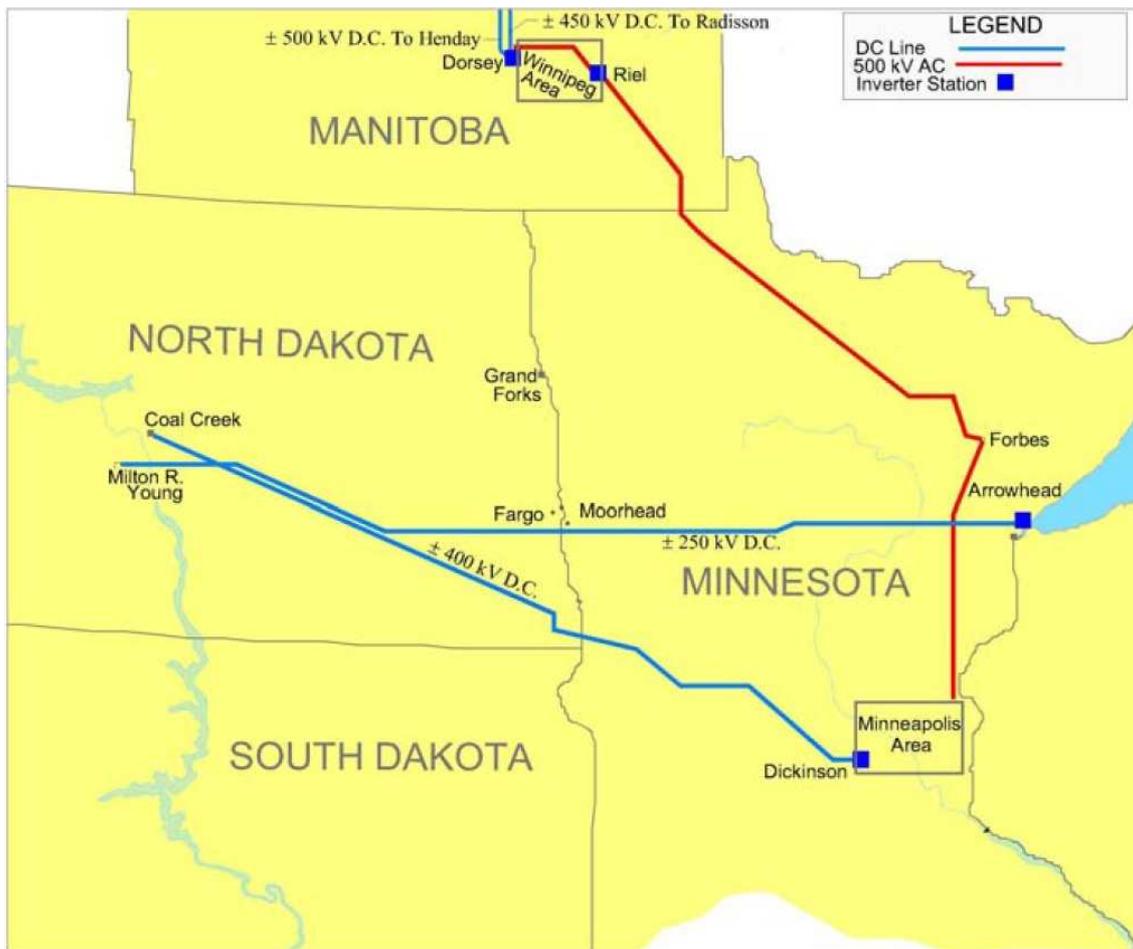


Figura 28 – Situação de DC Multi-Infeed no Canadá [15]

A Tabela 14 mostra os fatores de interação entre os elos [15]:

Tabela 14 – Matriz MIF para os elos CC no Canadá

	Bipolo I Dorsey	Bipolo II Dorsey	Bipolo III Riel (Futuro)	CU Dickinson	Square Butte Arrowhead
Bipolo I Dorsey	1	1	0,9521	0,0403	0,0414
Bipolo II Dorsey	1	1	0,9521	0,0403	0,0414
Bipolo III Riel (Futuro)	0,6528	0,6528	1	0,0487	0,0518
CU Dickinson	0,0464	0,0464	0,0414	1	0,0665
Square ButteArrowhead	0,0990	0,0990	0,0888	0,1120	1

Os valores da Tabela 14 indicam que os elos dos EUA não terão muita interação com os elos de Nelson River. Esta matriz pode ser reduzida e transformada na matriz mostrada na Tabela 15, que considera apenas os elos no Canadá e também considerando os dois bipolos como um bipolo equivalente, pois estão conectados na mesma barra.

Foram feitas análises com a possibilidade de inclusão de compensadores síncronos na subestação de Riel, para aumentar o nível de curto-circuito e assim, a ESCR [15].

Tabela 15 – Matriz MIIF simplificada para os elos CC no Canadá

Somente com capacitores em Riel						Com 1000 Mvar de compensadores síncronos em Riel				
MIIF		Pdc (MW)	ESCR	MIESCR	MIIF		Pdc (MW)	ESCR	MIESCR	
Dorsey	Riel				Dorsey	Riel				
Dorsey	1	0,9521	3854	3,79	2,54	1	0,8113	3854	4,34	3,05
Riel	0,6528	1	2000	4,5	1,99	0,66	1	2000	6,23	2,74

A Tabela 15 mostra que as subestações de Dorsey e Riel têm ESCRs moderados, e somente a operação dos bipolos I e II em Dorsey não fariam com que fosse necessária a compensação reativa adicional, porém ao considerar a interação de um elo em outro e vice-versa, pode-se notar um MIESCR bastante baixo para Riel e a opção por compensadores síncronos é válida para aumentar este índice e permitir uma operação mais segura do elo que entrará em operação.

Os altos níveis de MIIF entre Dorsey e Riel indicam que haverá forte interação entre eles. O curioso é que o produto MIIF x Pdc dos bipolos I e II em muitos casos será maior do que a potência nominal do bipolo III. Isso significa que para muitos fenômenos, os dois bipolos terão mais influência sobre a operação do bipolo III do que o próprio bipolo III.

3.5.2 Noruega

A Noruega possui atualmente 7 elos HVDC, sendo 3 deles para alimentação CC de plataformas de petróleo. Os outros 4 estão descritos na Tabela 16.

Tabela 16 – Elos CC na Noruega

Elo	Potência Nominal (MW)	Tensão CC (kV)	Linha/ Cabos (km)	Tecnologia Válvula
Skagerrak I	275	±250	240	Tiristores
Skagerrak II	275	±250	240	Tiristores
Skagerrak III	500	±350	240	Tiristores
NORNED	700	±450	580	Tiristores

A situação de *DC Multi-Infeed* na Noruega pode ser vista na Figura 29.

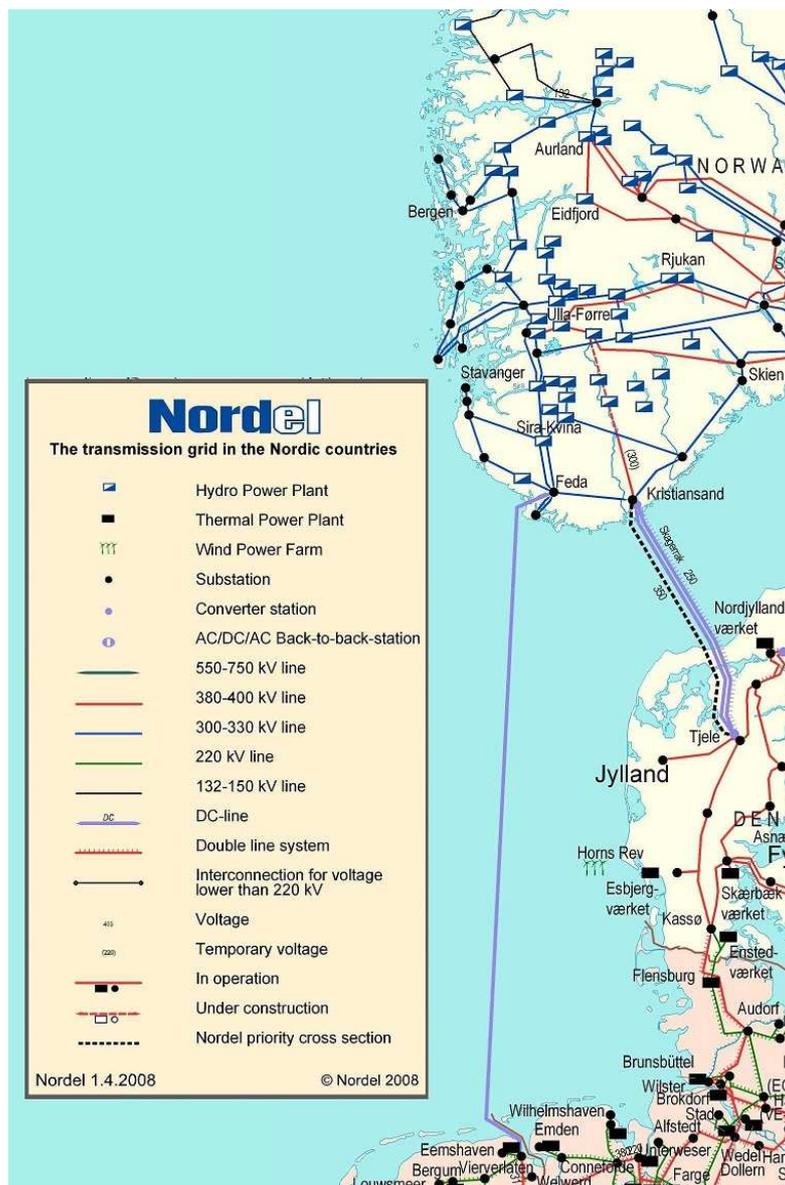


Figura 29 – Situação de *DC Multi-Infeed* na Noruega – adaptação de [38]

O sistema de energia da Noruega é dominado pela hidroeletricidade que representa 97% da sua capacidade de geração de energia. Este fato faz com que a Noruega fique muito dependente das chuvas e dos níveis dos reservatórios. A Noruega precisou investir em interligações com países que possuem energia proveniente de térmicas para contornar esta dependência (no caso, Holanda e Dinamarca). Os elos citados na Tabela 16 fazem essa interligação com países que possuem a energia térmica para exportar para a Noruega.

Quando a Noruega está importando energia, significa que o seu nível de geração está baixo, não sendo suficiente para atender sua demanda. Um alto nível de importação

de energia pelo elo HVDC associado a um baixo nível de geração, acarretando em baixo suporte de tensão é ainda mais preocupante num sistema *DC Multi-Infeed*.

Ainda estão previstos para entrar em operação, o elo SKAGERRAK IV e o elo ligando a Noruega à Alemanha.

A Tabela 17 mostra os fatores de interação entre os elos. Os elos de Skagerrak estão conectados à mesma barra e foram equivalentados.

A distância entre as conversoras do elo Norned (Fedra) e Skagerrak (Kristiansand) é de somente 63 km.

Tabela 17 – Matriz MIF para os elos CC na Noruega com os índices ESCR/MIESCR [37]

	MIF		Pdc (MW)	Filtros (Mvar)	ESCR	$\sum MIF_{j,i} \times Pdc_j$	MIESCR
	Skagerrak	Norned					
Skagerrak	1	0,7010	1040	340	3,8	1530	2,6
Norned	0,7578	1	700	485	6	1490	2,8

Os valores entre 2,5 e 3 de MIESCR, aliados à baixa disponibilidade de geração no cenário de baixa hidraulicidade, representam condições operativas desafiadoras para o sistema elétrico norueguês.

3.5.3 China

A China é o país que possui o maior número de elos HVDC e o primeiro a ter um elo HVDC em 800 kV. São 23 elos HVDC em operação, que estão resumidos na Tabela 18. Ainda existe a previsão de entrada de mais 15 nos próximos anos [39].

Tabela 18 – Elos CC em Operação na China

Elo	Potência Nominal (MW)	Tensão CC (kV)	Linha/ Cabos (km)	Tecnologia Válvula
Zhou Shan	50	-100	54	Tiristores
Gesha (Gezhouba-Shanghai)	1200	±500	1045	Tiristores
Tian-Guang	1800	±500	980	Tiristores
Shengsi	60	±50	66,2	Tiristores
Três Gargantas - Changzhou	3000	±500	860	Tiristores
Guizhou - Guangdong I	3000	±500	882	Tiristores
Três Gargantas - Guangdong	3000	±500	940	Tiristores
Lingbao back-to-back	360	120	-	Tiristores
Três Gargantas - Shanghai	3000	±500	1040	Tiristores
Guizhou - Guangdong II	3000	±500	1194	Tiristores

Elo	Potência Nominal (MW)	Tensão CC (kV)	Linha/ Cabos (km)	Tecnologia Válvula
Gaoling back-to-back I	2x750	±125	-	Tiristores
Lingbao back-to-back II	750	166,7	-	Tiristores
Deyang Baoji	3000	±500	534	Tiristores
Hulunbeir - Liaoning	3000	±500	908	Tiristores
Xiangjiaba-Shanghai	6400	±800	1907	Tiristores
Yunnan - Guangdong	5000	±800	1418	Tiristores
Nindong - Shandong	4000	±660	1335	Tiristores
Três Gargantas - Shanghai II	3000	±500	970	Tiristores
Integração Eólica Nanhui	18	±30	8,4	IGBT
Sino - Russia back-to-back	750	±125	-	Tiristores
Qinghai - Tibet	1500	±400	1038	Tiristores
Jinping - Sunan	7200	±800	2093	Tiristores
Gaoling back-to-back II	2x750	±125	-	Tiristores

No estudo de caso realizado para o sistema chinês foi utilizada uma configuração com os cinco elos HVDC mostrados na Figura 30, que podem ter interação. São eles: Tian-Guang (TSQ), Três Gargantas – Guangdong (3GG), Guizhou - Guangdong I (GUG1), Guizhou - Guangdong II (GUG2) e Yunnan – Guangdong (YUG).

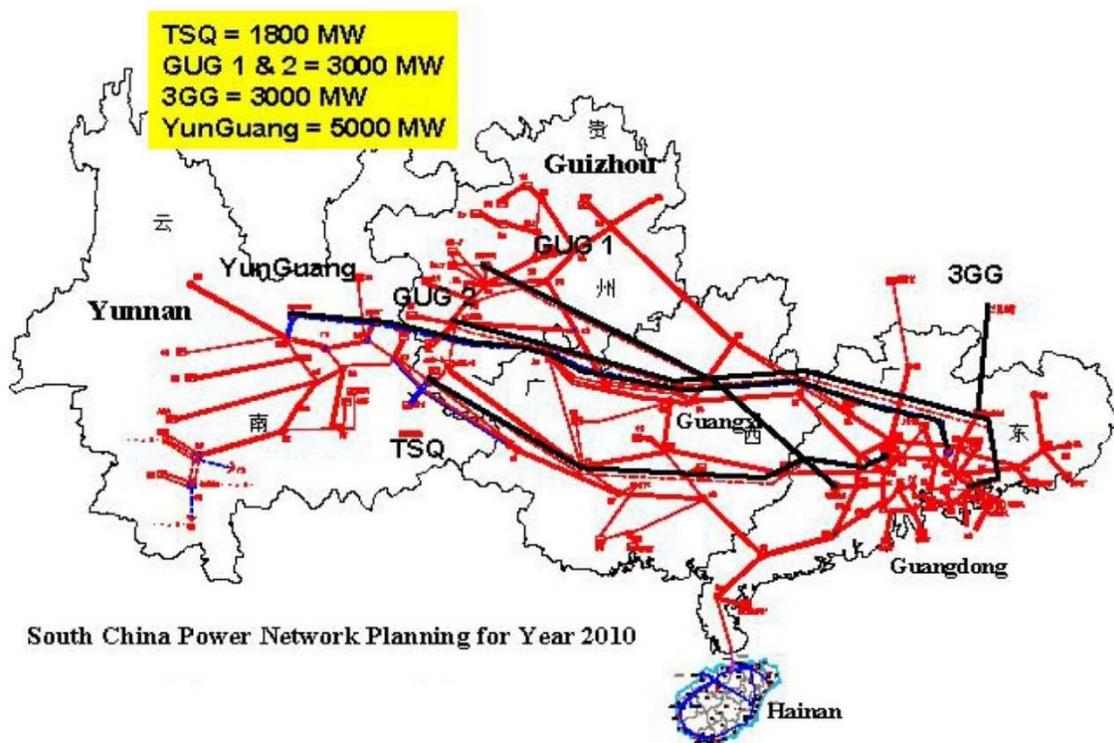


Figura 30 – Situação de DC Multi-Infeed na China (Elos HVDC na cor preta) [40]

Todos os elos HVDC na China estão num sistema bastante robusto. O menor SCR é o da estação inversora do elo de Três Gargantas – Guangdong que é maior que 5. Entretanto, quando a Tabela 19 dos fatores MIIF é analisada, percebe-se grande interação entre os elos e quando os valores de SCR são comparados com os de MSCR na Tabela 20, essa proximidade elétrica que há entre as estações inversoras é ratificada. Por exemplo, a estação inversora do elo de Três Gargantas – Guangdong, que tem o SCR de 5,51, tem MSCR de 2,97, quando é considerada a influência dos outros elos. O caso da estação inversora do elo Tian-Guang é mais grave, pois tem SCR de 9,33 e MSCR de 3,99. Essa grande redução explica-se pelo menor valor de potência nominal que o elo de Tian-Guang possui em relação aos outros.

Tabela 19 – Matriz MIIF para os elos CC na China

	3GG	TSG	GGI	GG2	YUG
3GG	1	0,2546	0,2298	0,1573	0,362
TSG	0,2534	1	0,2749	0,1385	0,2529
GUG1	0,3304	0,3985	1	0,1753	0,3218
GUG2	0,2868	0,2541	0,221	1	0,2756
YUG	0,7316	0,5107	0,4538	0,3048	1

Tabela 20 – Índices calculados para os elos CC na China

	Potência Nominal (MW)	Tensão CC (kV)	SCR	MSCR	ESCR	MESCR
3GG	3000	±500	5,51	2,97	4,83	2,49
TSG	1800	±500	9,33	3,99	8,64	3,4
GUG1	3000	±500	7,45	3,98	6,83	3,44
GUG2	3000	±500	9,9	5,86	9,4	5,26
YUG	5000	±800	7,22	3,84	6,48	3,31

Diante dos resultados, pode-se perceber que a estação inversora de Yunnan – Guangdong interage mais com os outros elos. Isso é justificado pelo alto valor de potência nominal desse elo e também pela maior proximidade elétrica com os outros elos.

A estação inversora do elo Guizhou - Guangdong II é a que sofrerá menos interação com as outras estações inversoras dos outros elos.

3.5.4 Dinamarca

O sistema dinamarquês é operado pela Energinet.dk e é dividido em 2 sistemas elétricos separados, o ocidental e o oriental. O ocidental opera em sincronismo com o sistema europeu UCTE por linhas de 400 e 220 kV. O sistema Oriental opera em sincronismo com o sistema Nórdico NORDEL por linhas de 132 e 400 kV.

A Dinamarca atualmente possui sete elos HVDC, três já citados anteriormente na Seção 3.5.2, dois interligando com a Suécia (estes cinco fazem parte do sistema ocidental), um fazendo interligação com a Alemanha (este faz parte do sistema oriental) e um interligando as regiões ocidental e oriental da Dinamarca. Estes elos estão resumidos na Tabela 21. Ainda no âmbito do planejamento, existem os elos Skagerrak IV e o Cobra Cable, ligando a Dinamarca à Holanda.

Tabela 21 – Elos CC na Dinamarca

Elo	Potência Nominal (MW)	Tensão CC (kV)	Linha/Cabos (km)	Tecnologia Válvula
Skagerrak I	275	±250	240	Tiristores
Skagerrak II	275	±250	240	Tiristores
Skagerrak III	500	±350	240	Tiristores
Konti-Skan I	250	250	173	Tiristores
Konti-Skan II	300	285	149	Tiristores
Kontek	600	400	171	Tiristores
Storebælt	600	400	56	Tiristores

Além dos elos supracitados, o Baltic Cable que interliga a Alemanha com a Suécia, apesar de não ser um elo na Dinamarca, também está eletricamente próximo. Este elo, contudo, não foi considerado nas análises de *DC Multi-Infeed* feitos para esse país, mas poderá ser considerado numa análise futura.

Para o sistema dinamarquês, foram feitas análises para o lado ocidental e outra para o oriental devido à separação elétrica entre eles, porém o elo HVDC que interliga as duas regiões (Storebælt), faz parte das duas análises. A situação de *DC Multi-Infeed* na Dinamarca é mostrada na Figura 31.



Figura 31 – Situação de DC Multi-Infeed na Dinamarca [15]

O sistema dinamarquês de energia é caracterizado pela alta penetração de geração distribuída, tendo como principais fontes a energia eólica e usinas de cogeração (CHP – *Combined Heat and Power*). Entretanto, a produção das usinas CHP é alta quando as temperaturas são baixas e a necessidade de aquecimento doméstico é alta. Por outro lado, as usinas eólicas têm sua produção aumentada em condições de ventos fortes.

Assim, para analisar os índices relacionados à operação de elos HVDC, é necessário analisar dois cenários de geração.

- Cenário máximo com suprimento de grande centrais elétricas e sem suprimento da geração distribuída e, por conseguinte, um alto nível de curto-circuito no sistema.
- Cenário mínimo, com grande produção de energia das usinas eólicas e das usinas CHP e um número mínimo de usinas convencionais em operação e, por conseguinte, um nível de curto-circuito baixo no sistema.

Tabela 22 – Matriz MIIF para os elos CC na Dinamarca Ocidental – Cenário Máximo

Cenário Máximo	Pdc (MW)	Sec (MVA)	Filtros CA (Mvar)	ESCR	MIIF					MIESCR
					Cobra Cable	Storebælt	Skagerrak 3+4	Skagerrak 1+2	Konti-Skan 1+2	
Cobra Cable	600	10041	300	16.2	1	0.2673	0.5079	0.7146	0.3024	6.1
Storebælt	600	8489	340	13.6	0.2345	1	0.2179	0.6672	0.178	6.7
Skagerrak 3+4	1140	10572	580	9.3	0.5147	0.2384	1	0.8033	0.5646	4.8
Skagerrak 1+2	540	7129	80	12.8	0.1831	0.1105	0.3392	1	0.2652	2.5
Konti-Skan 1+2	740	9259	310	12.1	0.2871	0.1938	0.5228	0.7551	1	5

Tabela 23 – Matriz MIIF para os elos CC na Dinamarca Ocidental – Cenário Mínimo

Cenário Mínimo	Pdc (MW)	Sec (MVA)	Filtros CA (Mvar)	ESCR	MIIF					MIESCR
					Cobra Cable	Storebælt	Skagerrak 3+4	Skagerrak 1+2	Konti-Skan 1+2	
Cobra Cable	600	5351	300	8.4	1	0.6219	0.7645	0.8707	0.6805	2.3
Storebælt	600	3925	340	6	0.4431	1	0.4643	0.7838	0.477	1.6
Skagerrak 3+4	1140	4689	580	3.8	0.6628	0.5836	1	0.9576	0.9036	1.5
Skagerrak 1+2	540	3126	80	5.5	0.4032	0.402	0.5766	1	0.6214	0.9
Konti-Skan 1+2	740	3807	317	4.5	0.4841	0.448	0.6959	0.8948	1	1.2

As Tabelas 22 e 23 indicam um sistema ocidental bastante forte, com ESCR entre 9 e 16,2 e entre 3,8 e 8,4 nos cenários máximo e mínimo, respectivamente. O fato é que os índices MIIF indicam um risco moderado (no cenário máximo) a alto (no cenário mínimo) de haver interação entre esses elos.

Tabela 24 – Matriz MIIF para os elos CC na Dinamarca Oriental – Cenário Máximo

Cenário Máximo	Pdc (MW)	Sec (MVA)	Filtros CA (Mvar)	ESCR	MIIF		MIESCR
					Kontek	Storebælt	
Kontek	600	10231	240.8	16.65	1	0.8755	8.88
Storebælt	600	8500	246	13.76	0.6538	1	8.32

Tabela 25 – Matriz MIIF para os elos CC na Dinamarca Oriental – Cenário Mínimo

Cenário Mínimo	Pdc (MW)	Sec (MVA)	Filtros CA (Mvar)	ESCR	MIIF		MIESCR
					Kontek	Storebælt	
Kontek	600	2200	317	3.138	1	0.9818	1.584
Storebælt	600	2500	246	3.757	0.7298	1	2.172

As Tabelas 24 e 25 indicam um sistema oriental bastante forte, com ESCR entre 13 e 17 e entre 3 e 4 nos cenários máximo e mínimo, respectivamente. O fato é que os índices MIIF indicam um alto risco em ambos cenários de haver interação entre esses elos.

3.5.5 Índia

Assim como no Brasil, a Índia também tem um grande centro de carga concentrado numa determinada região e com suas maiores fontes de geração distantes deste centro de carga. Assim, se faz um cenário ideal para o crescimento de elos HVDC em seu sistema.

Hoje, a Índia possui 11 elos HVDC (5 em *back-to-back*), que são mostrados na Tabela 26. Ainda encontra-se em fase de construção o elo NER – Agra (*North-East - Agra*), este em 800 kV com 6000 MW num esquema multi-terminal, com 1726 km de linhas de transmissão.

Tabela 26 – Elos CC na Índia

Elo	Potência Nominal (MW)	Tensão CC (kV)	Linha/ Cabos (km)	Tecnologia Válvula
Sileru-Barsoor	100	±200	196	Tiristores
Vindhyachal	500	±70	<i>back-to-back</i>	Tiristores
Rihand-Dadri	1500	±500	814	Tiristores
Chandrapur	1000	±205	<i>back-to-back</i>	Tiristores
Vizag 1	500	205	<i>back-to-back</i>	Tiristores
Sasaram	500	205	<i>back-to-back</i>	Tiristores
Vizag 2	500	176	<i>back-to-back</i>	Tiristores
Chandrapur - Padghe	1500	±500	752	Tiristores
Talcher- Kolar	2000	±500	1450	Tiristores
Balia – Bhiwadi	2500	±500	800	Tiristores
Mundra - Haryana	2500	±500	960	Tiristores

O caso de *DC Multi-Infeed* analisado para a Índia contempla as estações inversoras de Dadri, Bhiwadi e a Futura Agra que podem ser vistas na Figura 32.

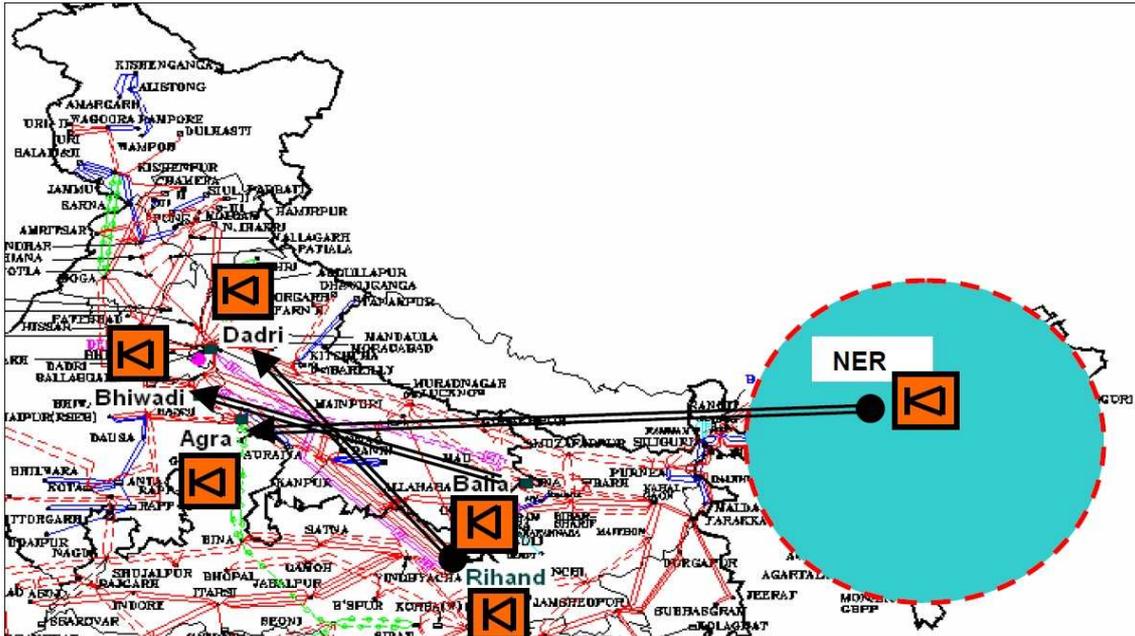


Figura 32 – Situação de DC Multi-Infeed na Índia [16]

Tabela 27 – Matriz MIIF para os elos CC na Índia

Estação Inversora	SCC (MVA)	Pdc (MW)	Qfiltros (Mvar)	MIIF				
				Agra	Bhiwadi	Dadri	ESCR	MIESCR
Agra	21839	3000	1800	1	0,568	0,094	6,68	3,809
Bhiwadi	15876	2500	1685	0,304	1	0,079	5,676	2,488
Dadri	28324	1500	1500	0,294	0,298	1	18,423	13,96

O ESCR das três subestações estão acima de 5. Assim, supõe-se que os elos não sofrerão com as interações com os outros elos. Por exemplo, apresentarão recuperação segura e confiável após uma falha de comutação em outra estação inversora.

Os valores de MIIF apresentados na Tabela 27 indicam um grau moderado de interação entre Agra e Bhiwadi.

A estação inversora de Bhiwadi deve sofrer mais com as interações de DC Multi-Infeed, pois possui o menor valor de MIESCR.

3.6 Resumo do Capítulo

Neste Capítulo foram apresentados os principais conceitos relacionados a uma configuração de DC Multi-Infeed. Foram apresentados os principais índices de avaliação do impacto desta configuração. Os principais fenômenos da interação foram apresentados. Comentou-se sobre o caso de DC Multi-infeed que acontece no sistema

brasileiro e que se agravará nos próximos anos e ainda foram apresentados exemplos de outros países.

No próximo Capítulo será apresentada com detalhes como foi conduzida a modelagem do sistema *benchmark* do CIGRÉ no ANATEM. Será apresentado o modelo *benchmark* do CIGRÉ para o PSCAD. Será explicado como se deu o processo de montagem do modelo e também como foram feitos os testes para a validação deste modelo. Serão apresentados os resultados da validação dos testes em malha aberta e malha fechada.

4. Capítulo IV – Modelagem do Sistema *Benchmark* do CIGRÉ no ANATEM

Neste capítulo será apresentado o modelo *benchmark* do PSCAD. Serão também apresentados os passos necessários para modelar este *benchmark* no ANATEM. Diferenças na modelagem nos dois programas serão apresentadas. Depois de concluída a construção do modelo no ANATEM, este teve que passar por um processo de validação, que necessitou da construção de um caso base de fluxo de potência e testes em malha aberta e malha fechada.

4.1 Modelo *Benchmark* do CIGRÉ para o PSCAD

O primeiro modelo *benchmark* para estudos de HVDC foi publicado em [8]. Trata-se de um esquema CC de dois terminais cujos valores são arbitrários e não representam nenhum esquema em particular. Tal sistema consiste de um elo de 1000 MW CC, ± 500 kV que conecta dois sistemas CA de 345 kV (estação retificadora) e 230 kV (estação inversora) respectivamente.

Os sistemas CA das estações retificadora e inversora foram representados simplesmente por impedâncias de Thévenin equivalentes, com tensão fixa. As relações de curto-circuito das estações retificadora e inversora foram ajustadas para:

- Estação retificadora – SCR: $2,5 \angle -84^\circ$ e ESCR: $1,9 \angle -82^\circ$
- Estação inversora – SCR: $2,5 \angle -75^\circ$ e ESCR: $1,9 \angle -70^\circ$

O valor de ESCR de 1,9 indica que as estações conversoras estão conectadas a um sistema CA muito fraco. Isto foi proposto pelos elaboradores do sistema *benchmark* para estudar um caso pessimista, ou seja, para tornar mais prejudicada a operação do sistema de controle do elo CC e poder visualizar mais problemas característicos da conexão de elos CC em sistemas fracos.

Os ângulos das fontes equivalentes representam a característica da carga na vizinhança da estação conversora. Um ângulo mais próximo de -90° indica predominância de geradores, o que não é bom, do ponto de vista do amortecimento do sistema [8].

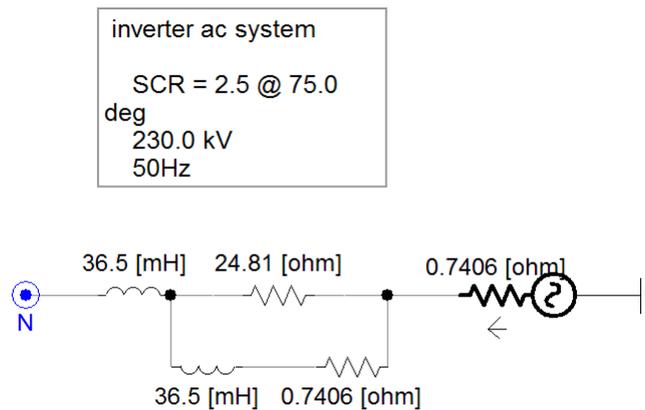


Figura 33 – Detalhe da rede CA da estação inversora

O sistema CA da estação inversora, mostrado na Figura 33, foi representado por uma combinação RL calculada para obter-se o ângulo da impedância de 75° para a frequência fundamental e 69° para frequência de terceiro harmônico, resultando num maior amortecimento a frequências de terceiro harmônico. Isso é representativo para uma região com proximidade a cargas [8].

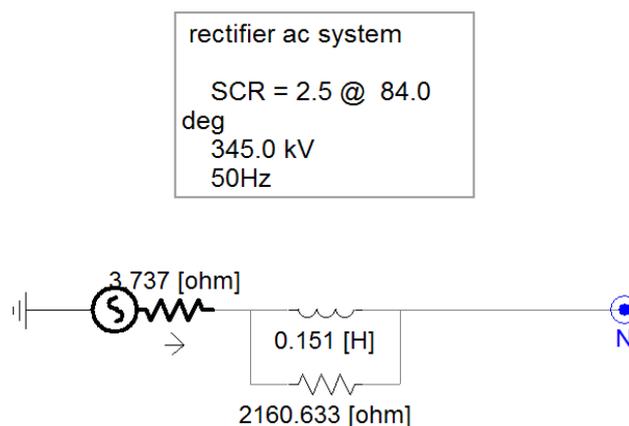


Figura 34 – Detalhe da rede CA da estação retificadora

O sistema CA da estação retificadora, mostrado na Figura 34, foi representado por uma combinação RL calculado para obter-se o ângulo da impedância de 84° para a frequência fundamental e para frequência de terceiro harmônico. Isso é representativo para uma região onde é predominante a presença de geração [8].

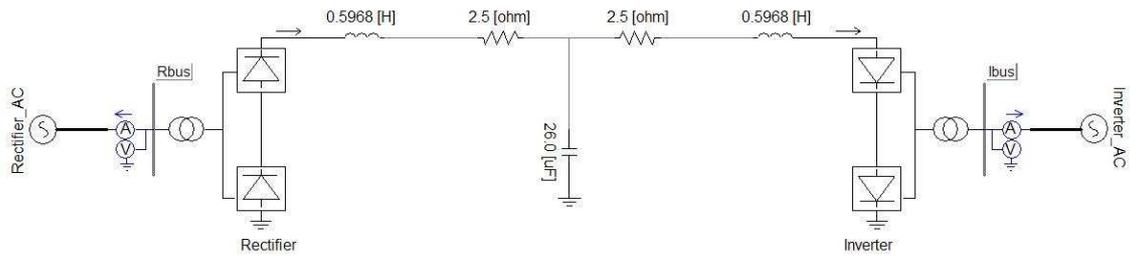


Figura 35 – Sistema Teste do *benchmark*

A linha CC foi representada pelo modelo “T” com parâmetros típicos de um sistema CC longo, composto de cabos subterrâneos, com alta capacitância e baixa indutância, conforme mostra a Figura 35.

Foram adotados filtros amortecidos de passa alta e de passa baixa do lado CA e também foram colocados capacitores adicionais para suprir a potência reativa necessária nos terminais conversores. Os parâmetros utilizados no sistema *benchmark* podem ser encontrados no Apêndice A.

4.1.1 Sistema de Controle

As características de controle utilizadas no modelo *benchmark* são as tradicionais bastante exploradas na literatura e já explicadas na Seção 2.3. Os diagramas de blocos das malhas de controle podem ser encontrados no Apêndice A.

4.2 Montagem do Modelo no ANATEM

Faz-se necessário, para fins didáticos e acadêmicos, possuir um modelo *benchmark* para um programa de transitórios eletromecânicos para estudar as interações que um elo CC provoca na rede CA. A modelagem da rede CA num programa de transitórios eletromecânicos também é mais simples e por isso, necessita de menos processamento computacional que um programa de transitórios eletromagnéticos. Por exemplo, no Capítulo 5, onde apresentar-se-ão os resultados das simulações de *DC Multi-Infeed*, o tempo necessário para simular um caso no PSCAD de 3 segundos de duração, às vezes chegava a demorar mais de 1 minuto, enquanto a mesma simulação no ANATEM durava menos que 1 segundo.

Os modelos disponíveis de elos HVDC para o ANATEM se baseiam nos sistemas de controle do elo do sistema de transmissão CC da usina de Itaipu e em outros mais complexos de outros fabricantes. É interessante possuir um modelo mais simplificado, que contenham as malhas de controle mais básicas, da teoria de controle de sistemas HVDC, para estudar as interações mais comuns de elos CC na rede CA.

O primeiro desafio encontrado para montar o modelo *benchmark* no ANATEM, foi criar um caso de fluxo de potência no ANAREDE [41], com aproximadamente o mesmo ponto de operação do *benchmark* no PSCAD. O sistema CA foi modelado com ramos RL. Os filtros foram ajustados para obter tensões CA equivalentes às tensões das barras CA das estações conversoras no PSCAD. Para os componentes CC (linha e conversores) foram utilizados os modelos disponíveis do ANAREDE. O código ANAREDE do caso de fluxo de potência pode ser encontrado no Apêndice C.

Com o caso de fluxo de potência pronto, o próximo desafio foi elaborar os modelos CDU (Código Definido pelo Usuário) das estações retificadora e inversora. Existem duas maneiras de usar modelos de componentes de sistemas elétricos no ANATEM. Os modelos no ANATEM podem ser *built-in*, ou seja, internos ao programa, sem a possibilidade de alteração nas malhas de controle, ou podem ser definidos pelo usuário (CDU), com maior flexibilidade de alteração das malhas de controle. Foi utilizada a ferramenta CDUEdit [42] do ANATEM para auxiliar na elaboração dos códigos CDU.

Os mesmos blocos utilizados no PSCAD existem no ANATEM e foram utilizados, com algumas exceções. O Bloco VDCOL no PSCAD é representado por uma função não contínua, com três inclinações diferentes. No ANATEM, essa função foi representada pela função PONTOS, que, através de interpolação entre os pontos dados, constrói uma função similar àquela vista no PSCAD.

Após ter criado o modelo, o próximo passo foi validar o modelo através de testes em malha aberta e malha fechada. O teste em malha aberta foi fundamental para consolidar a maneira de como representar os blocos do tipo “proporcional – integral” (PIs) no ANATEM. O teste em malha fechada foi crucial para notar que existem diferenças nas modelagens de cada programa, e como estas influenciarão os resultados finais.

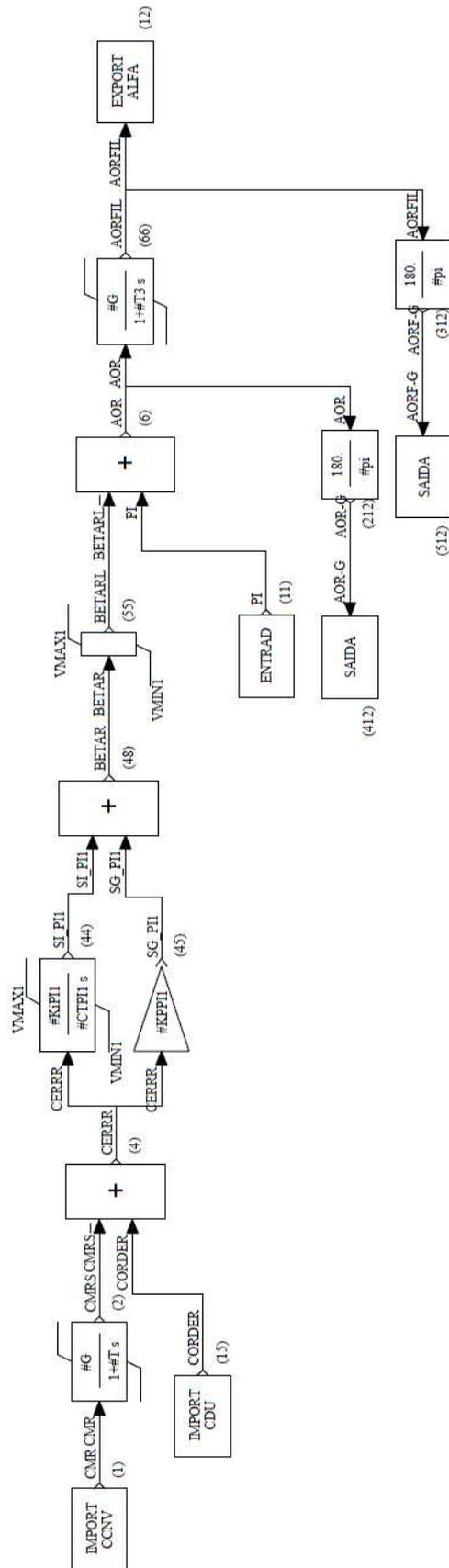


Figura 36 – Malha de Controle da estação retificadora modelada no ANATEM e vista no CDUEdit

A Figura 36 mostra a malha de controle da estação retificadora conforme apresentada no CDUEdit e seu código no formato CDU pode ser encontrado no Apêndice B. A Figura 37, por sua vez mostra a malha de controle da estação inversora conforme apresentada no CDUEdit e seu código no formato CDU também pode ser encontrado no Apêndice B.

4.3 Teste em Malha Aberta

Para fazer o teste em malha aberta do modelo elaborado no ANATEM a partir do modelo no PSCAD, extraíram-se todos os resultados das variáveis de entrada de controle das estações retificadora e inversora no PSCAD. Essas variáveis foram utilizadas como entradas no modelo do ANATEM. Se as saídas dos blocos dos modelos elaborados nos dois programas forem iguais, significa que os modelos são equivalentes.

Foram escolhidas três situações para comparar os modelos elaborados em cada programa: Regime permanente, redução de 10% da ordem de corrente e um curto-circuito trifásico franco com duração de 100 ms na barra da estação inversora.

É importante lembrar que a simulação no PSCAD começa com todas as variáveis iguais a zero, e aos poucos vai atingindo o regime permanente, diferentemente do ANATEM, onde a simulação já parte do regime permanente.

Foram extraídas as entradas do PSCAD (CMR, VDCI, CMIC, GMESS) e foram injetadas como sinais nas entradas correspondentes no ANATEM, e foram verificadas as saídas de cada bloco tanto, na simulação no PSCAD e no ANATEM.

Onde:

- CMR: Corrente medida na estação retificadora
- VDCI: Tensão medida na estação inversora
- CMIC: Corrente medida na estação inversora
- GMESS Ângulo de extinção da estação inversora

Essa técnica foi feita utilizando o modo ANACDU do ANATEM, e também o módulo SINARQ, que foi criado para testes computacionais utilizando dados de medição em tempo real [43].

Durante a realização destes testes, identificou-se algumas diferenças entre os valores das saídas dos blocos do tipo PI e estas diferenças tiveram de ser investigadas. Assim, antes de apresentar os resultados finais dos testes em malha aberta, apresentar-

se-á uma análise sobre a representação dos blocos PIs no modelo, que foi fundamental para a conclusão do modelo final.

4.3.1 A Representação do Bloco PI

Inicialmente o bloco PI foi construído no ANATEM com apenas um bloco PROINT com seus limitadores internos (dinâmicos).

O bloco PROINT do ANATEM é um bloco do tipo:

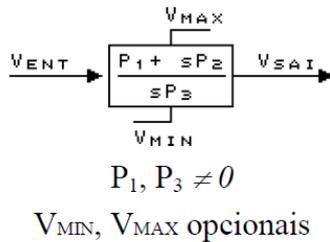


Figura 38 – Bloco PROINT do ANATEM [22]

Que representa as partes proporcional e integral num bloco só. Ou seja, como:

$$\frac{P_1 + sP_2}{sP_3} = \frac{1}{s} \frac{P_2}{P_1} + \frac{P_2}{P_3} \quad (4.1)$$

Neste bloco, a parte proporcional tem um ganho igual a P_2/P_3 e a parte integral tem constante de tempo igual a P_3/P_1 .

As rotinas do ANATEM para representação de modelos CDU permitem a modelagem de limitadores do tipo estático e dinâmico. O limitador do tipo estático limita a saída de um bloco, mas não a sua variável de estado, ao passo que o limitador do tipo dinâmico atua sobre a variável de estado. Os limitadores dinâmicos são internos aos blocos enquanto que os limitadores estáticos são representados por um bloco LIMITA que deve ser colocado na saída que se deseja limitar o valor.

Ao se fazer o primeiro teste em malha aberta, com a simulação de regime permanente, percebeu-se que todos os blocos tinham suas saídas idênticas nos dois programas, com exceção das saídas dos blocos PIs onde havia uma diferença considerável. As Figuras 39, 40 e 41 mostram as variáveis de saída dos blocos PI no ANATEM e no PSCAD, onde BETAR que é a saída do bloco PI da malha de controle de corrente da ponte retificadora, BETAIC é a saída do bloco PI da malha de controle de corrente da ponte inversora e BETAIG é a saída do bloco PI da malha de controle do ângulo de extinção (γ) da ponte inversora.

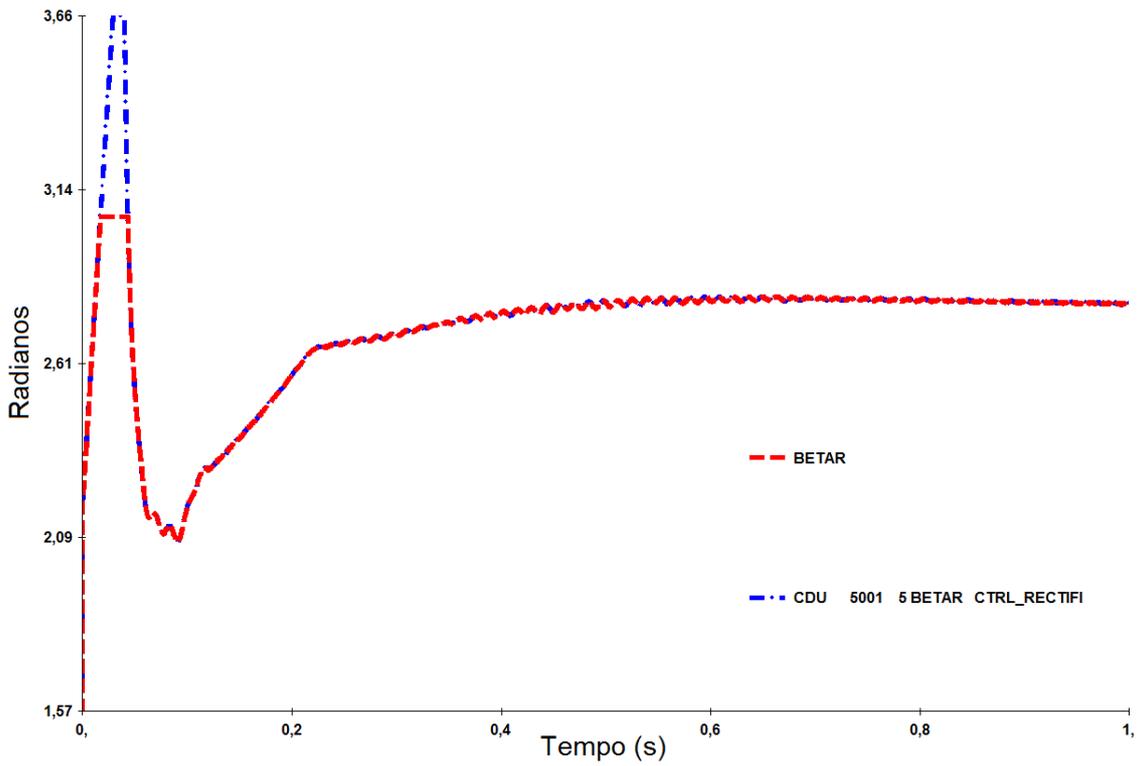


Figura 39 – Resultado da variável de saída BETAR do bloco PI no ANATEM (curva azul) e no PSCAD (curva vermelha)

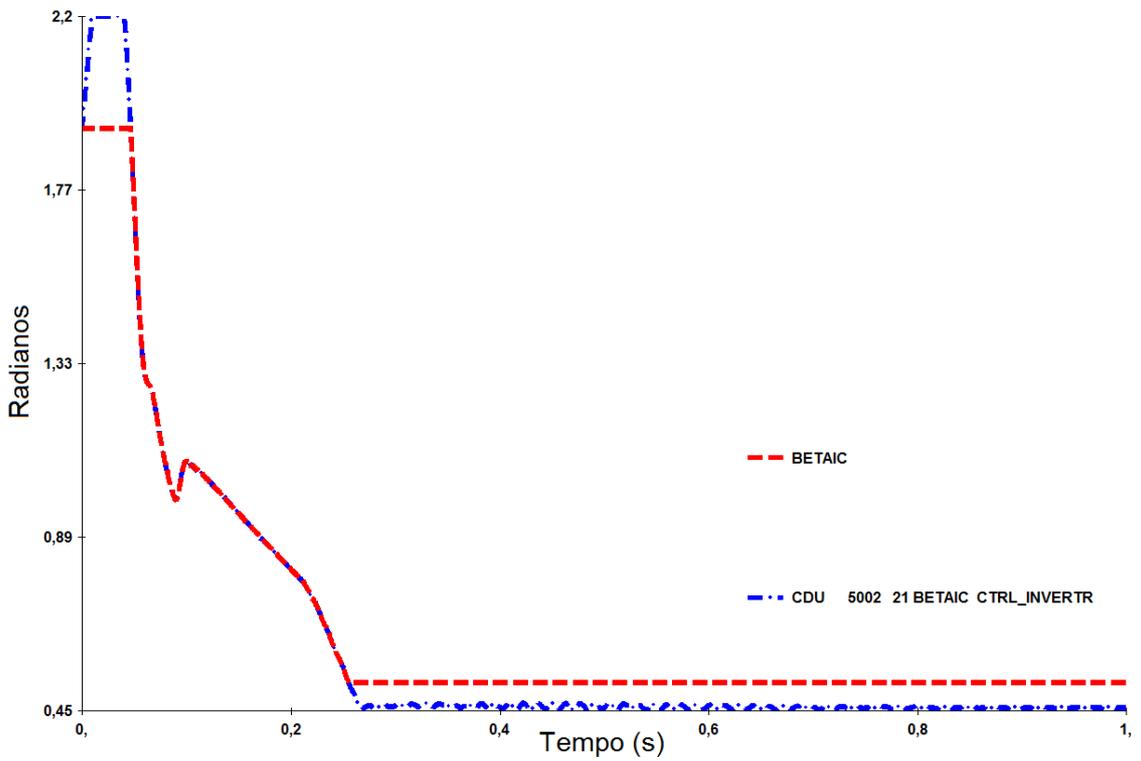


Figura 40 – Resultado da variável de saída BETAIC do bloco PI no ANATEM (curva azul) e no PSCAD (curva vermelha)

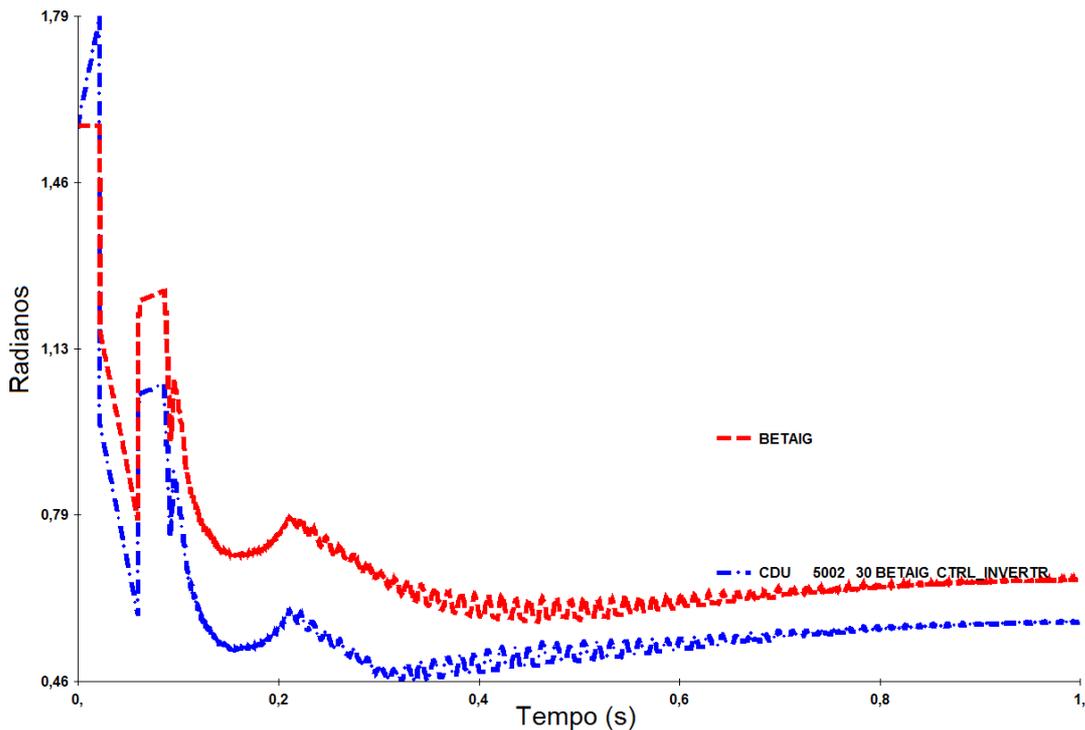


Figura 41 – Resultado da variável de saída BETAIG do bloco PI no ANATEM (curva azul) e no PSCAD (curva vermelha)

Percebeu-se então que havia a necessidade de estudar a representação do bloco PI nos dois programas. Então, foi feita uma simulação teste, isolando-se os blocos PIs e testando outras formas de representação do bloco no programa ANATEM, como é mostrado na Figura 42, dando como entrada um sinal de degrau e verificando a resposta.

As maneiras de representação são as seguintes:

- PI num bloco só com limitador externo (estático) (saída 1013)
- PI num bloco só com limitador interno (dinâmico) (saída 1014)
- PI com partes proporcional e integral separadas com limitador interno (saída 1015)
- PI com partes proporcional e integral separadas com limitador externo (saída 1016)
- PI num bloco só com limitador interno e externo (saída 1017)
- PI com partes proporcional e integral separadas com limitador interno e externo (saída 1018)

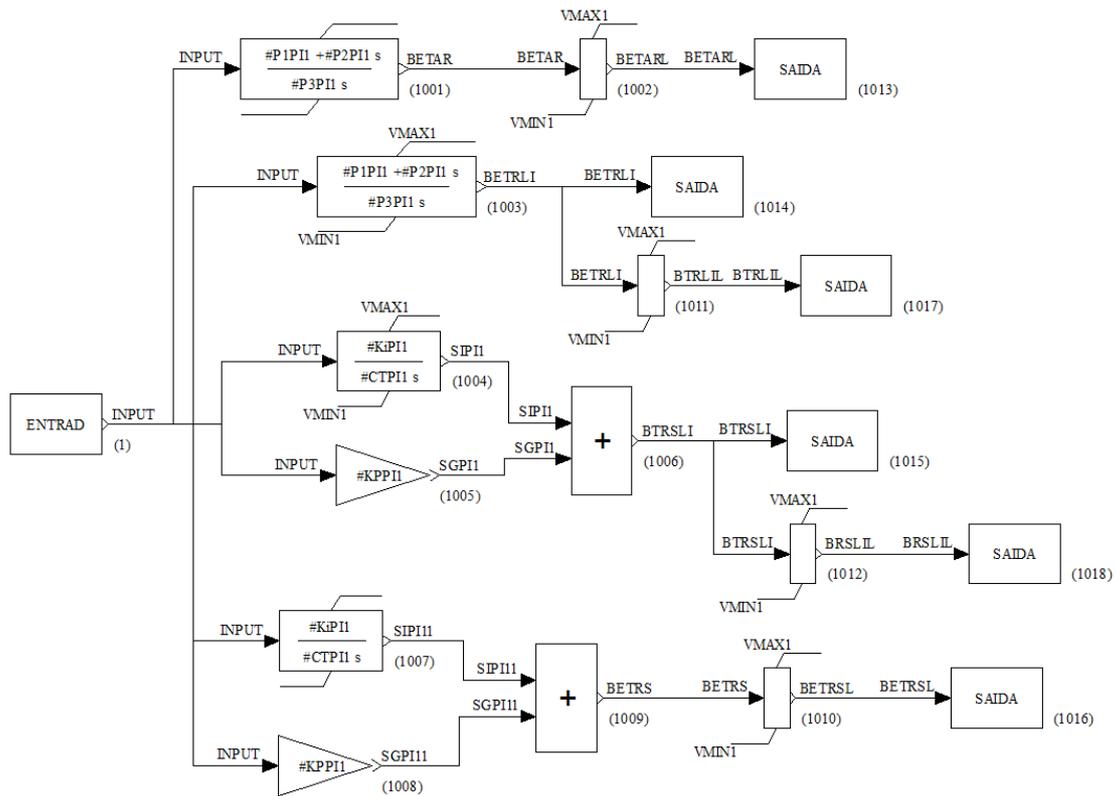


Figura 42 - Esquemático das possibilidades de representação do bloco PI, no CDUEdit

Então foi feita a comparação das saídas destes blocos com a saída do bloco PI do programa PSCAD, quando submetida à mesma entrada. A entrada escolhida foi um degrau de 1 p.u. em 0.0 segundos, outro de -2 p.u. em 0.1 segundos e outro de +2 p.u. em 0.5 segundos, como mostrado na Figura 43. Foi escolhido este evento para explorar os limites máximos e mínimos dos PIs. A Figura 44 mostra como é representada este tipo de simulação no programa PSCAD.

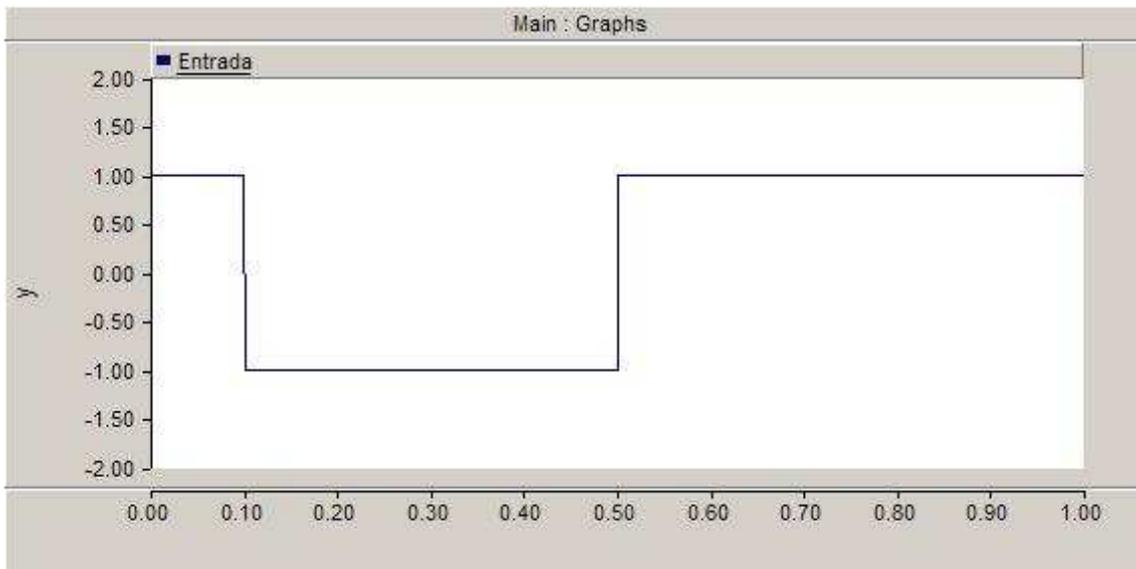


Figura 43 – Degrau introduzido na entrada dos blocos PIs, no PSCAD e no ANATEM

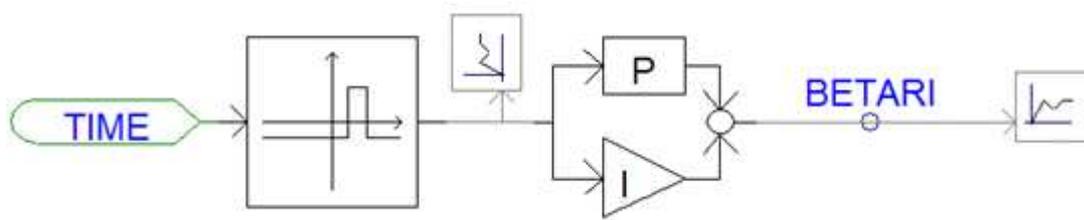


Figura 44 - Esquemático do teste dos PIs no PSCAD

As Figuras 45, 46 e 47 mostram os resultados das simulações no programa ANATEM e a respectiva comparação com a saída no programa PSCAD.

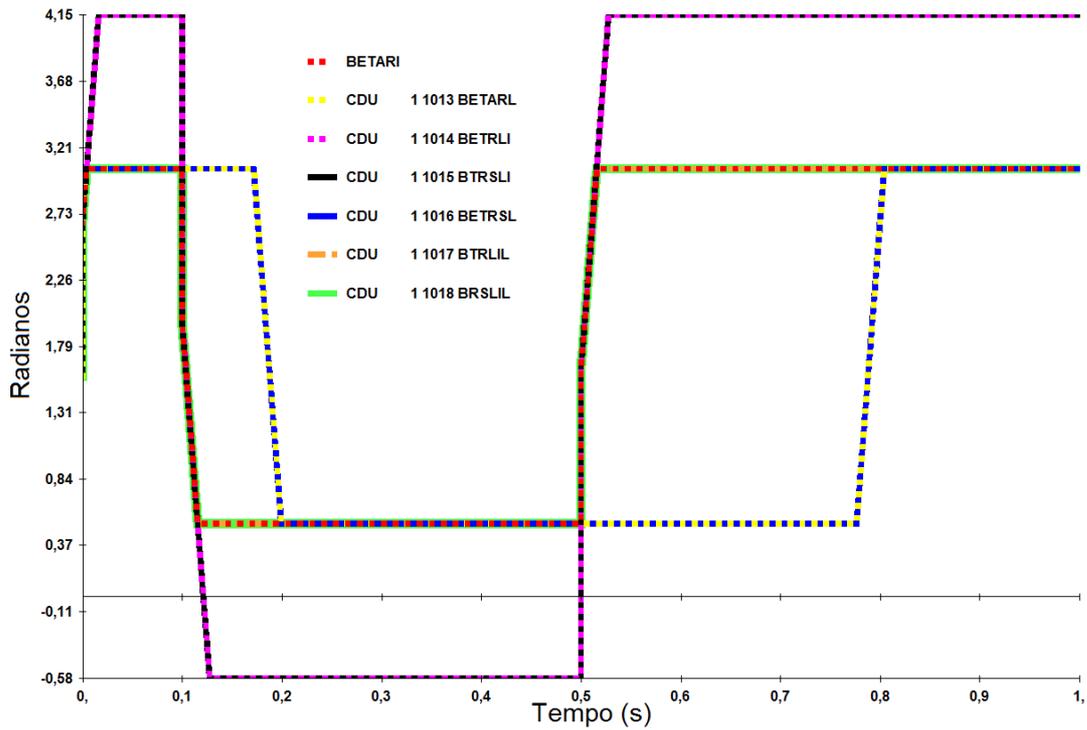


Figura 45 – Resultado da variável de saída BETAR do bloco PI no ANATEM em comparação com a saída no PSCAD (curva vermelha)

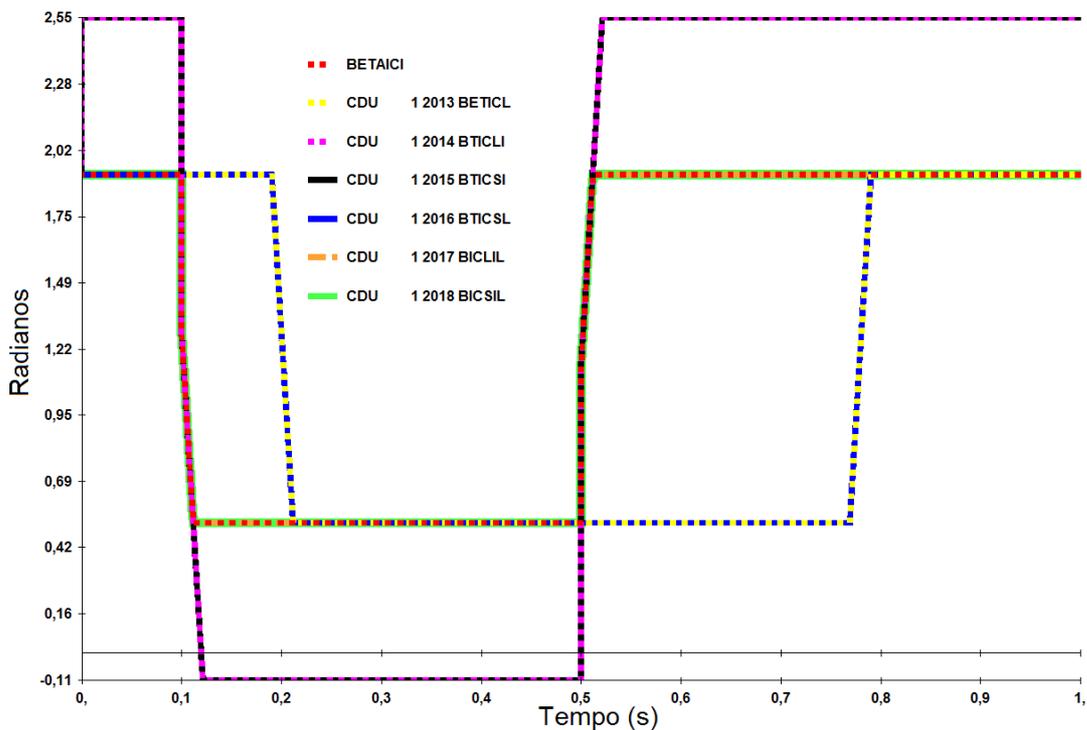


Figura 46 – Resultado da variável de saída BETAIC do bloco PI no ANATEM em comparação com a saída no PSCAD (curva vermelha)

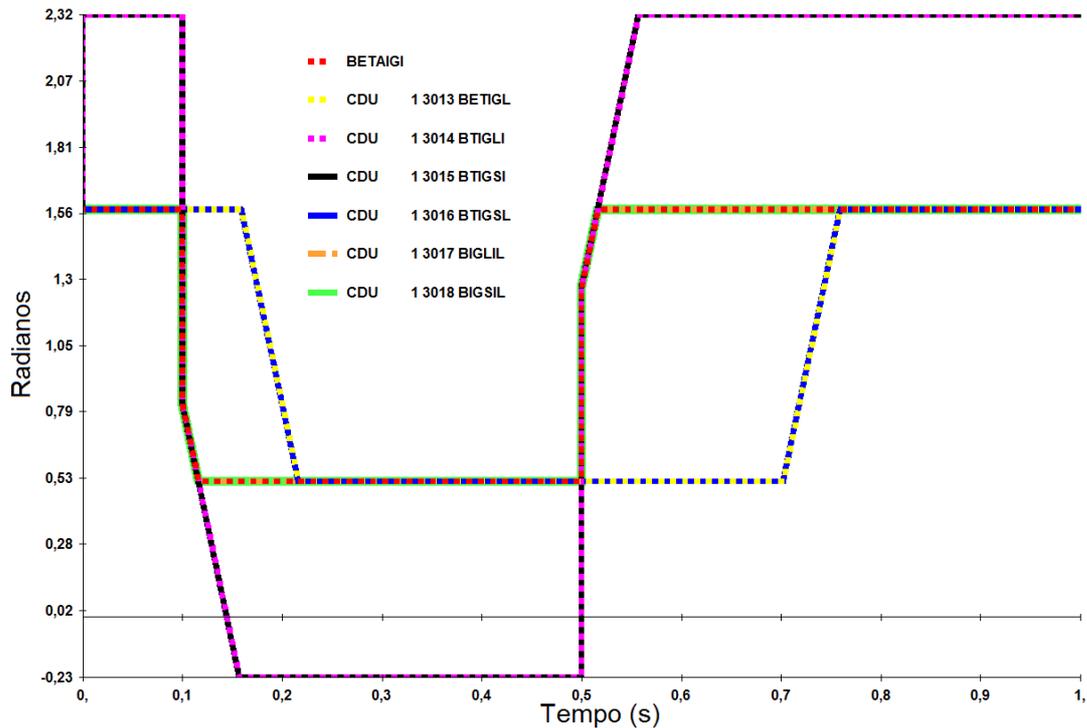


Figura 47 – Resultado da variável de saída BETAIGI do bloco PI no ANATEM em comparação com a saída no PSCAD (curva vermelha)

Analisando as Figuras 45, 46 e 47, percebe-se que as curvas laranja (blocos 1017, 2017, 3017) e verde (blocos 1018, 2018, 3018) são as únicas que estão superpostas com a curva vermelha (PSCAD) durante todo o período de simulação. Ou seja, o modelo mais adequado de bloco PI para se utilizar no programa ANATEM, que equivale ao bloco PI do programa PSCAD, deve conter limitadores estático e dinâmico. Entretanto, ainda resta a dúvida se deve-se representar o bloco PI num bloco só (blocos 1017, 2017, 3017) ou com um bloco para a parte integral e outro para a parte proporcional (blocos 1018, 2018, 3018).

Para sanar esta dúvida, fez-se mais um teste. Extraiu-se as entradas de cada bloco PI no modelo completo *benchmark* do programa PSCAD e ao invés de usar como entrada o degrau da Figura 43, injetou-se esses sinais extraídos do programa PSCAD na entrada de cada bloco PI no programa ANATEM e verificou-se a saída. Aquele que obtiver a mesma saída dos blocos PIs no PSCAD será eleito como o bloco PI equivalente ao bloco PI do programa PSCAD.

As Figuras 48, 49 e 50 mostram os resultados das simulações no programa ANATEM e a respectiva comparação com a saída no programa PSCAD.

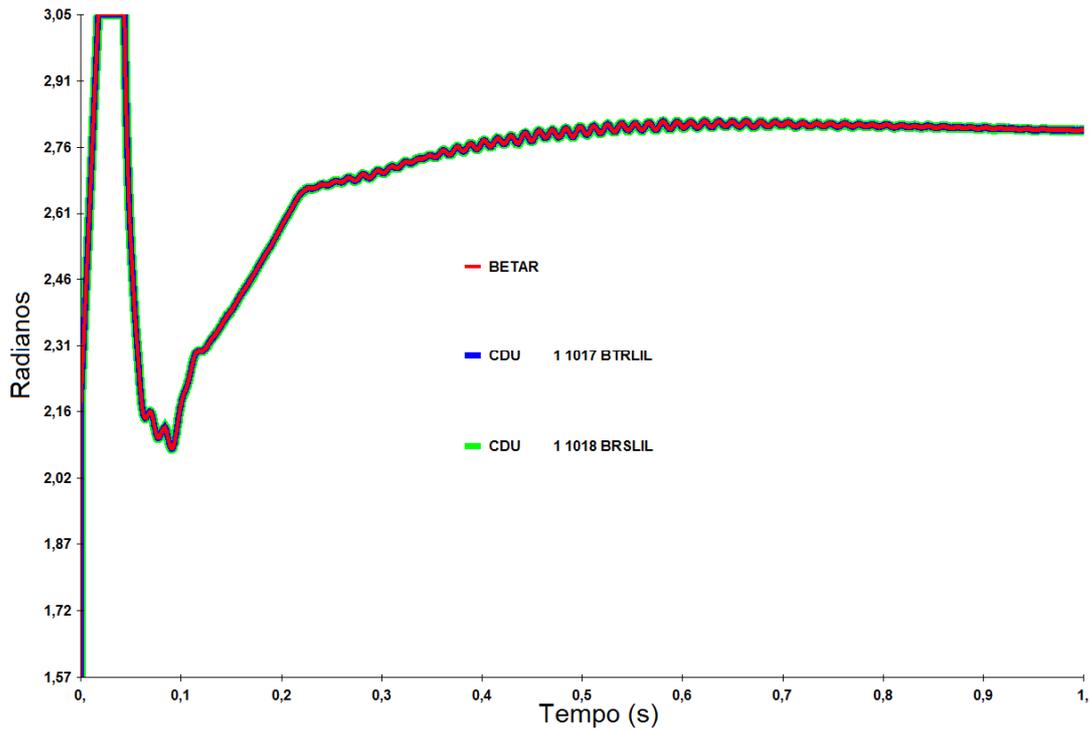


Figura 48 – Resultado da variável de saída BETAR do bloco PI no ANATEM em comparação com a saída no PSCAD (curva vermelha)

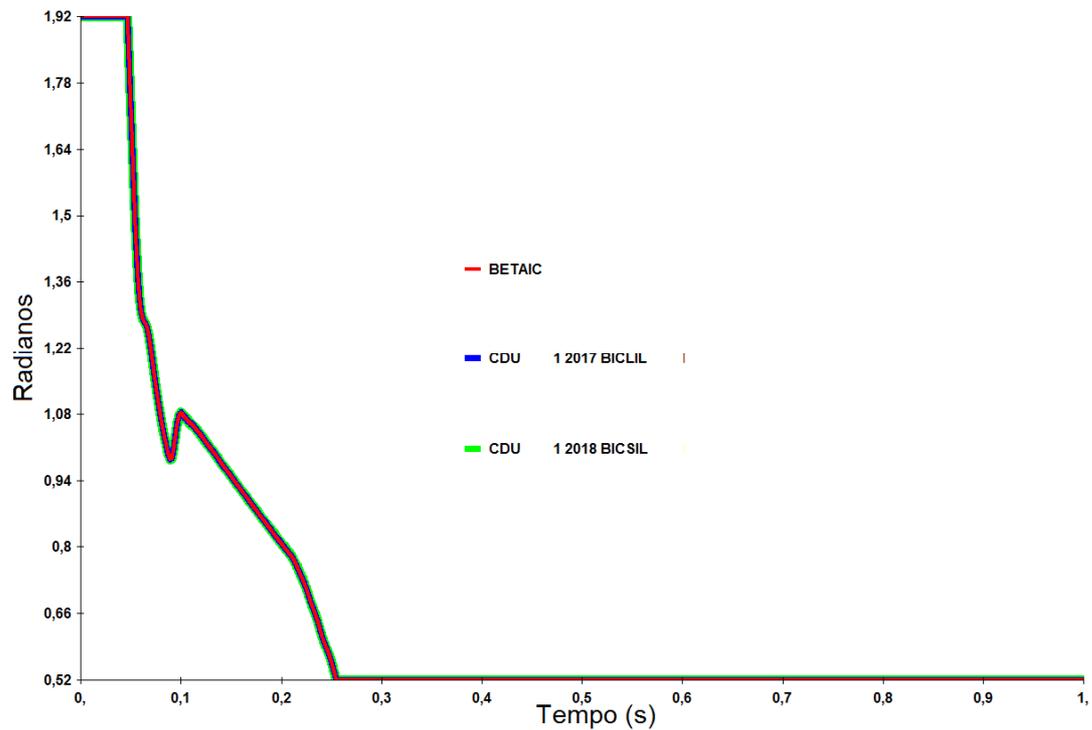


Figura 49 – Resultado da variável de saída BETAIC do bloco PI no ANATEM em comparação com a saída no PSCAD (curva vermelha)

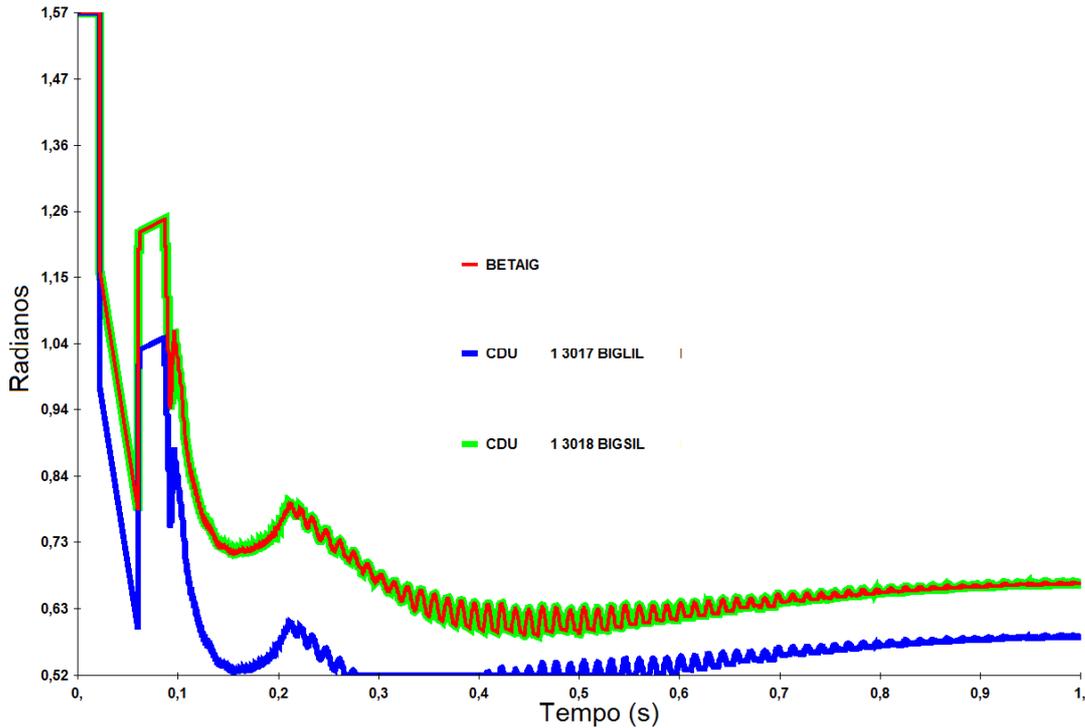


Figura 50 – Resultado da variável de saída BETAIG do bloco PI no ANATEM em comparação com a saída no PSCAD (curva vermelha)

Analisando as Figuras 48, 49 e 50, somente na Figura 50, pode-se perceber que a curva azul (blocos 1017, 2017, 3017) não é equivalente à curva vermelha (PSCAD). Ou seja, a curva verde (blocos 1018, 2018, 3018) é equivalente à curva vermelha (PSCAD) em todos os casos. Com isso conclui-se que o bloco PI no programa ANATEM que equivale ao bloco PI no programa PSCAD é aquele que tem as partes proporcional e integral em separado com os limitadores internos e externos. Isso acontece porque o programa PSCAD, em sua simulação, inicializa a variável de saída do bloco integral e isso só é possível de se fazer no programa ANATEM se as partes integral e proporcional forem separadas. Com relação ao limitador no PSCAD, pode-se concluir que ele tem uma espécie de limitador estático e dinâmico.

Com esta parte da análise concluída, chegou-se ao modelo final que será utilizado nas análises posteriores desta dissertação.

A seguir serão mostrados os resultados dos testes em malha aberta, para as saídas dos blocos PIs e também das variáveis de saída principais das malhas de controle que são os valores do ângulo de disparo (α) das estações retificadora e inversora e da ordem de corrente. Serão mostrados os resultados das simulações de regime permanente, redução de 10% da ordem de corrente e um curto-circuito trifásico franco com duração de 100 ms na barra da estação inversora.

4.3.2 Regime Permanente

As simulações a seguir, representam a comparação da simulação em PSCAD com um teste de malha aberta no ANATEM. Por isso, as variáveis iniciam com valores iguais a zero e aos poucos atingem o regime permanente. Esta simulação teve apenas duração de 1 segundo, pois entendeu-se que com este tempo de simulação, o regime permanente era atingido.

A Figura 51 mostra que na simulação em malha aberta de regime permanente no ANATEM, a variável BETAR, que é a saída do bloco PI da malha de controle de corrente da ponte retificadora, tem comportamento idêntico ao apresentado na simulação em PSCAD.

A Figura 52 mostra que na simulação em malha aberta de regime permanente no ANATEM, a variável BETAIC, que é a saída do bloco PI da malha de controle de corrente da ponte inversora, tem comportamento idêntico ao apresentado na simulação em PSCAD.

A Figura 53 mostra que na simulação em malha aberta de regime permanente no ANATEM, a variável BETAIG, que é a saída do bloco PI da malha de controle do ângulo de extinção (γ) da ponte inversora, tem comportamento idêntico ao apresentado na simulação em PSCAD.

A Figura 54 mostra que na simulação em malha aberta de regime permanente no ANATEM, a variável AOR, que é o resultado principal da malha de controle da ponte retificadora, tem comportamento idêntico ao apresentado na simulação em PSCAD.

A Figura 55 mostra que na simulação em malha aberta de regime permanente no ANATEM, a variável AOI, que é o resultado principal da malha de controle da ponte inversora, tem comportamento idêntico ao apresentado na simulação em PSCAD.

A Figura 56 mostra que na simulação em malha aberta de regime permanente no ANATEM, a variável CORDER, que é a ordem de corrente que sai da malha de controle da ponte inversora e entra na malha de controle de corrente da ponte retificadora tem comportamento idêntico ao apresentado na simulação em PSCAD.

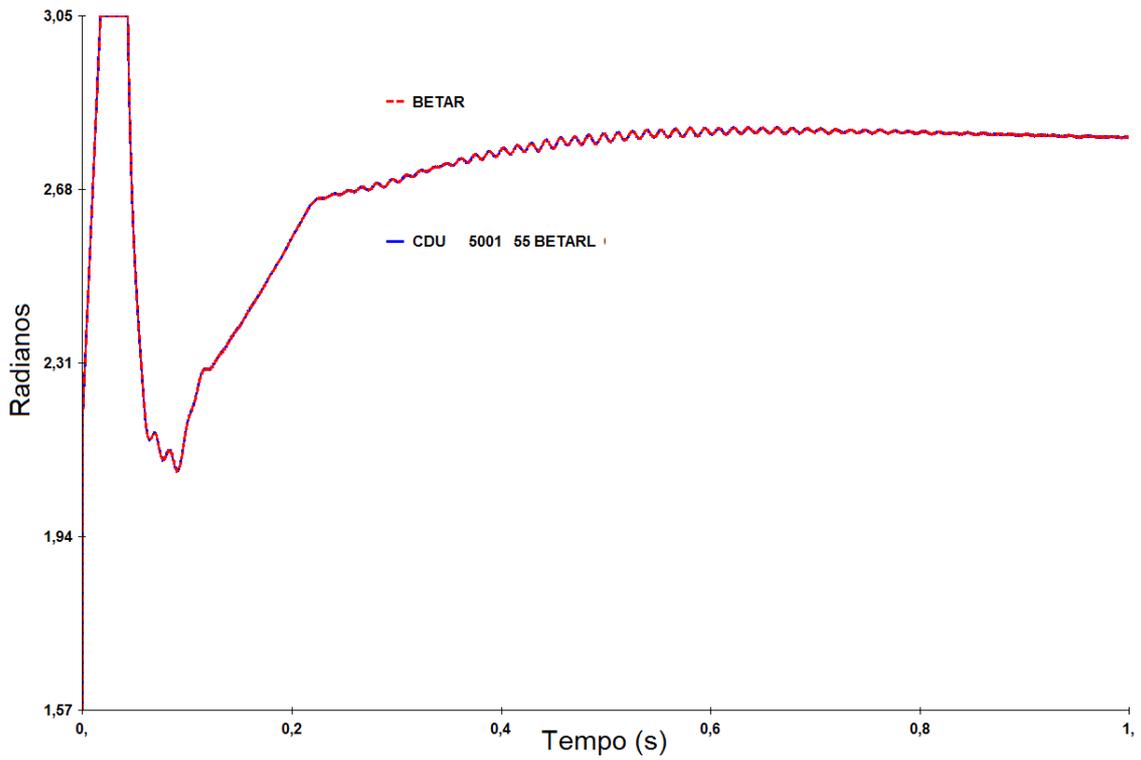


Figura 51 – Resultado da variável de saída BETAR do bloco PI no ANATEM em comparação com a saída no PSCAD (curva vermelha)

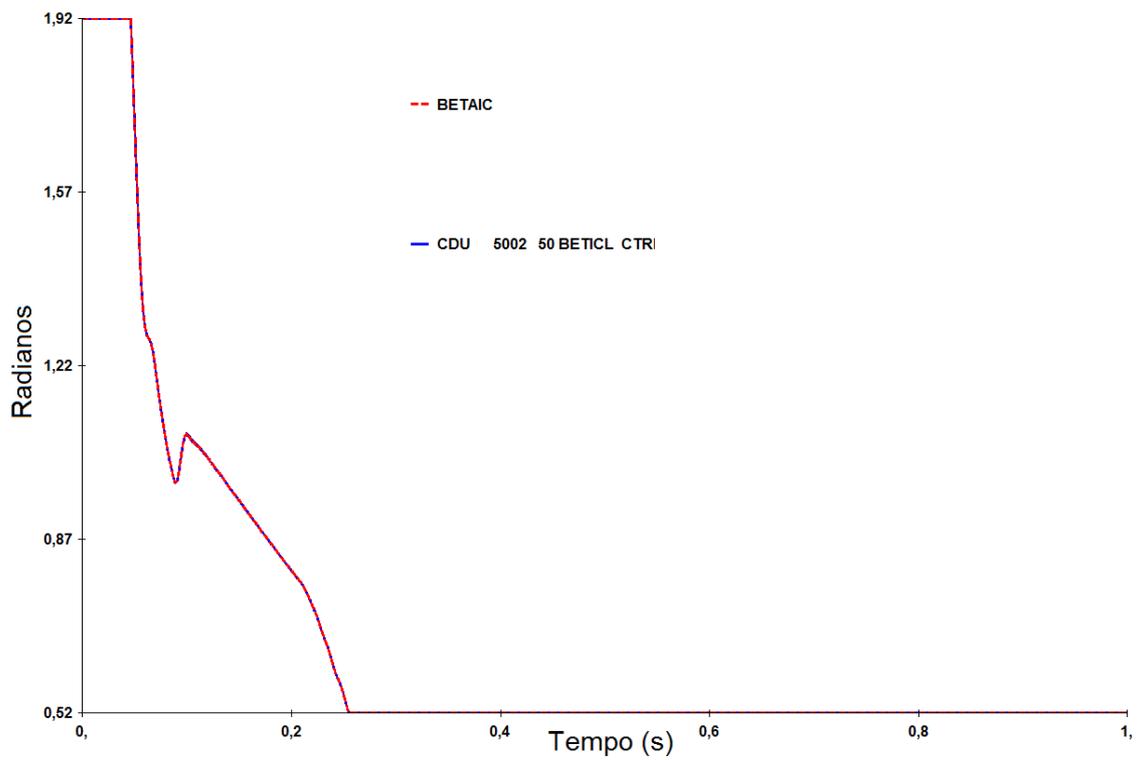


Figura 52 – Resultado da variável de saída BETAIC do bloco PI no ANATEM em comparação com a saída no PSCAD (curva vermelha)

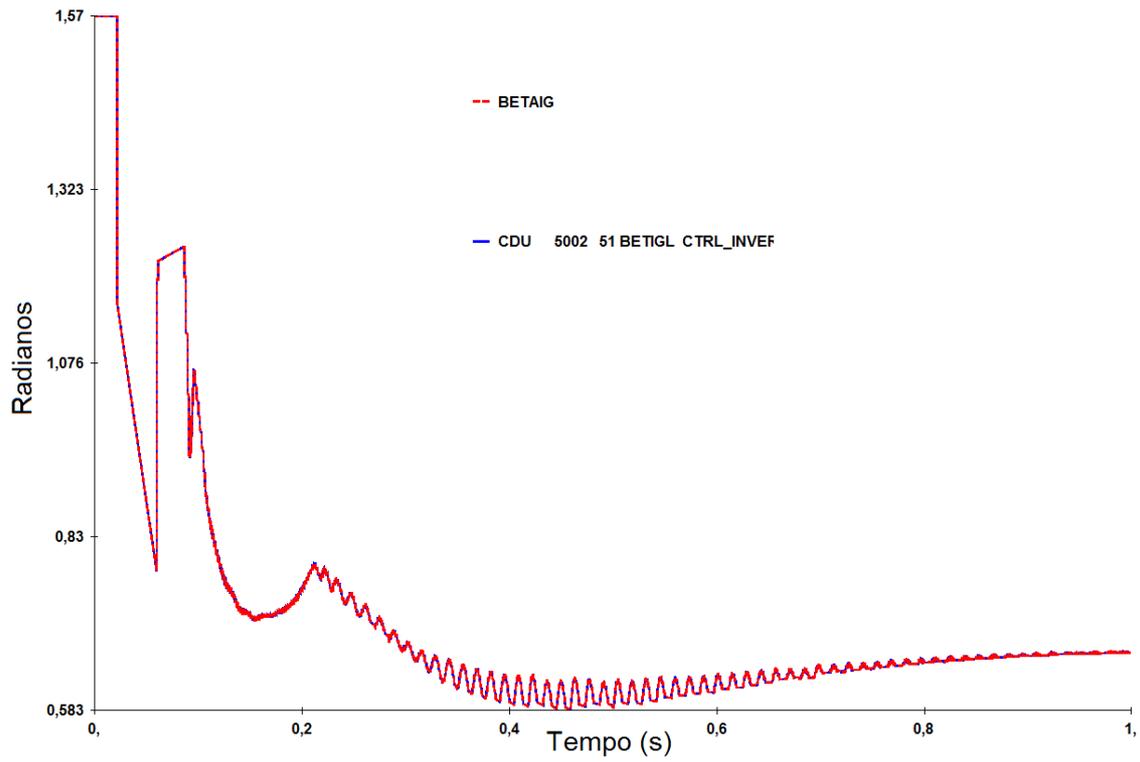


Figura 53 – Resultado da variável de saída BETAIG do bloco PI no ANATEM em comparação com a saída no PSCAD (curva vermelha)

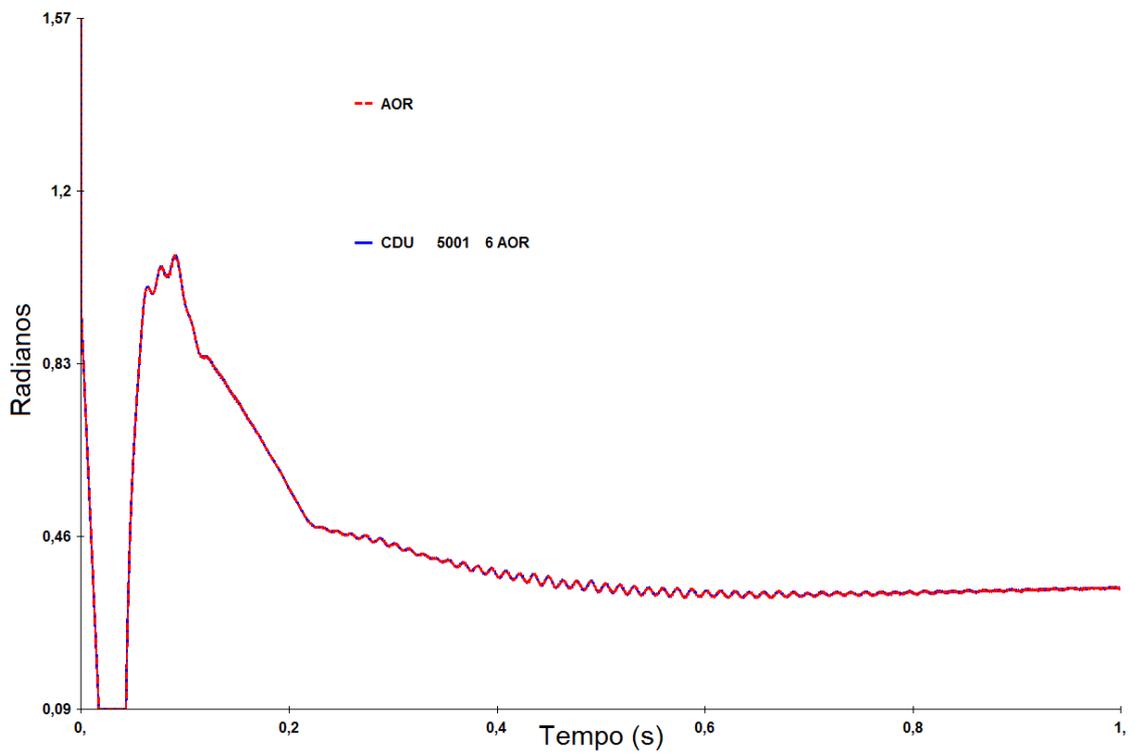


Figura 54 – Resultado da variável de saída AOR em radianos do bloco PI no ANATEM em comparação com a saída no PSCAD (curva vermelha)

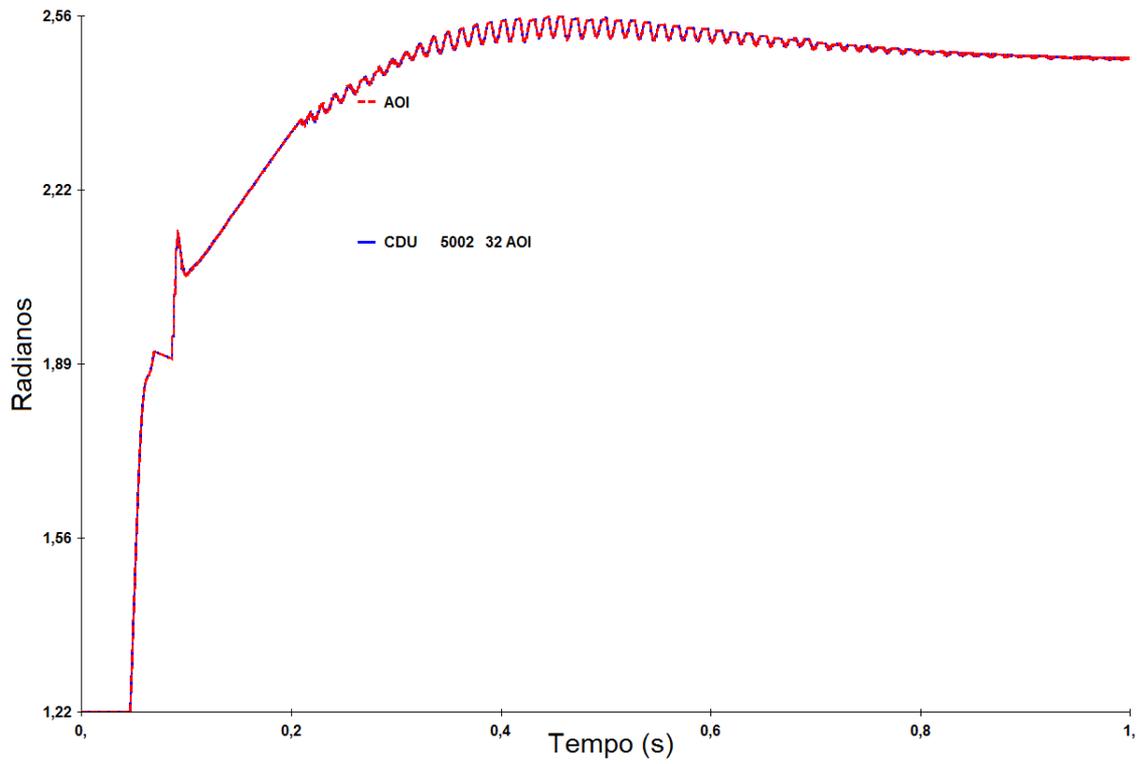


Figura 55 – Resultado da variável de saída AOI em radianos do bloco PI no ANATEM em comparação com a saída no PSCAD (curva vermelha)

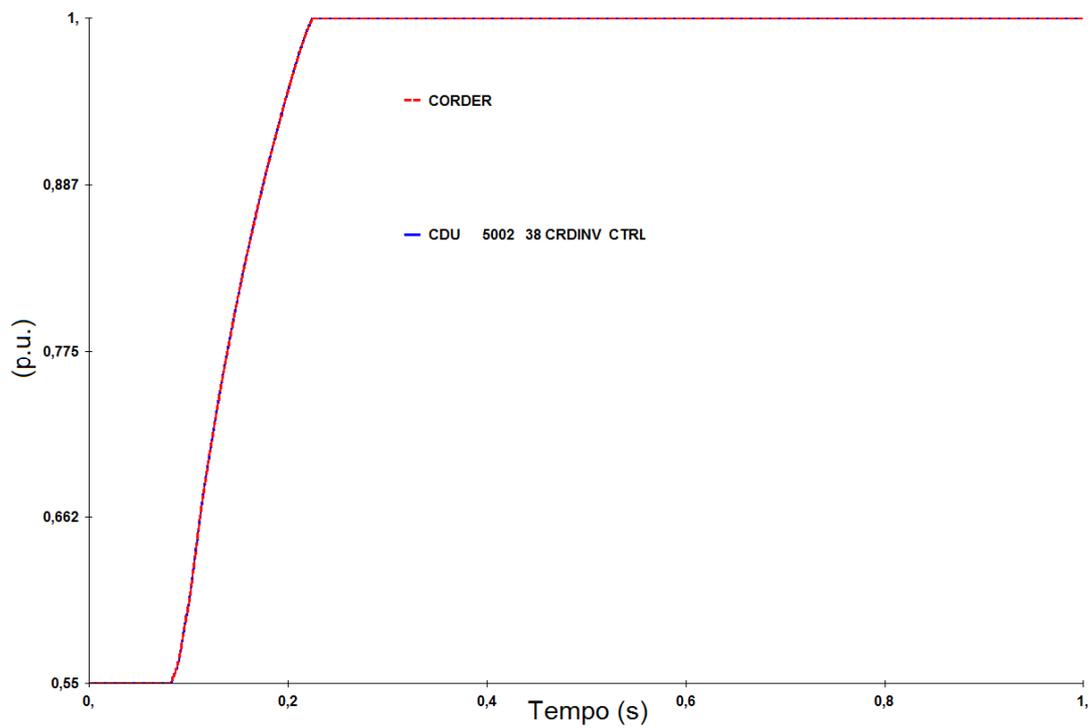


Figura 56 – Resultado da variável de saída CORDER do bloco PI no ANATEM em comparação com a saída no PSCAD (curva vermelha)

4.3.3 Redução de 10% da Ordem de Corrente

As simulações a seguir, representam a comparação da simulação de redução da ordem de corrente em 10%, em PSCAD com um teste de malha aberta no ANATEM. Esta simulação teve duração de 2 segundos para que fosse atingido o regime permanente em 1 segundo e em 1,1 segundos pudesse ser realizado o evento para reduzir a ordem de corrente.

Esta simulação não teve o objetivo de observar o comportamento das variáveis devido ao evento realizado, mas apenas confirmar se o resultado apresentado no PSCAD, ao ser testado em malha aberta no ANATEM, apresentaria os mesmos valores. O comportamento das curvas será analisado nos testes de malha fechada na Seção 4.4.4.

A Figura 57 mostra que na simulação em malha aberta de redução de 10% na ordem de corrente no ANATEM, a variável BETAR tem comportamento idêntico ao apresentado na simulação em PSCAD.

A Figura 58 mostra que na simulação em malha aberta de redução de 10% na ordem de corrente no ANATEM, a variável BETAIC tem comportamento idêntico ao apresentado na simulação em PSCAD.

A Figura 59 mostra que na simulação em malha aberta de redução de 10% na ordem de corrente no ANATEM, a variável BETAIG tem comportamento idêntico ao apresentado na simulação em PSCAD.

A Figura 60 mostra que na simulação em malha aberta de redução de 10% na ordem de corrente no ANATEM, a variável AOR tem comportamento idêntico ao apresentado na simulação em PSCAD.

A Figura 61 mostra que na simulação em malha aberta de redução de 10% na ordem de corrente no ANATEM, a variável AOI tem comportamento idêntico ao apresentado na simulação em PSCAD.

A Figura 62 mostra que na simulação em malha aberta de redução de 10% na ordem de corrente no ANATEM, a variável CORDER tem comportamento idêntico ao apresentado na simulação em PSCAD.

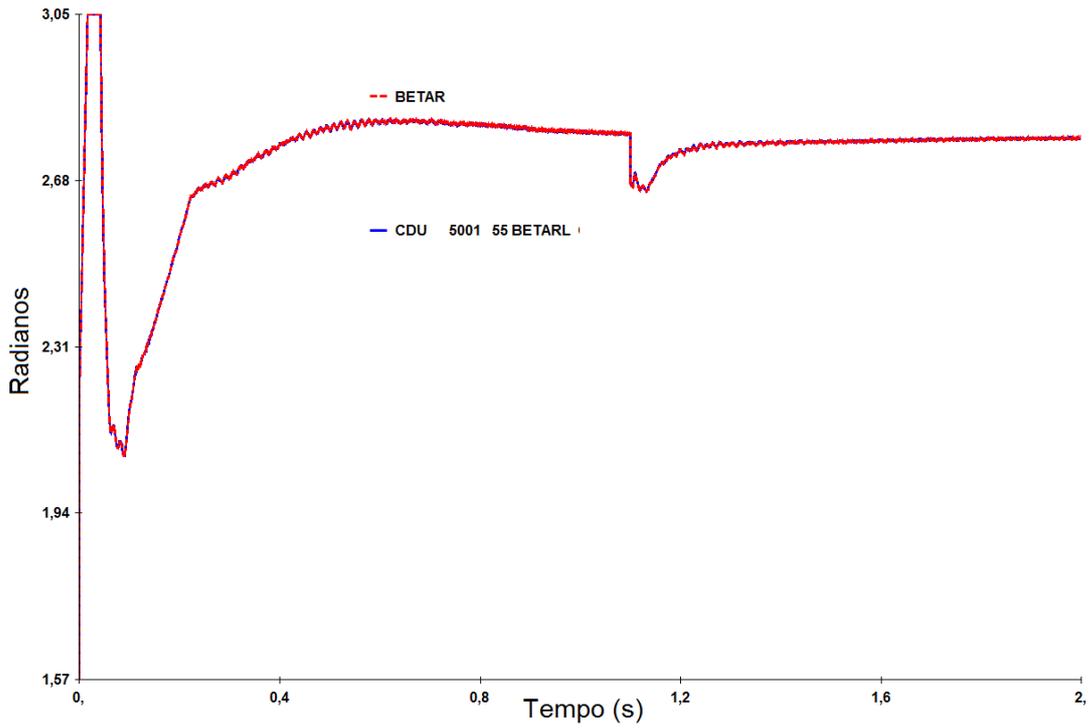


Figura 57 – Resultado da variável de saída BETAR do bloco PI no ANATEM em comparação com a saída no PSCAD (curva vermelha)

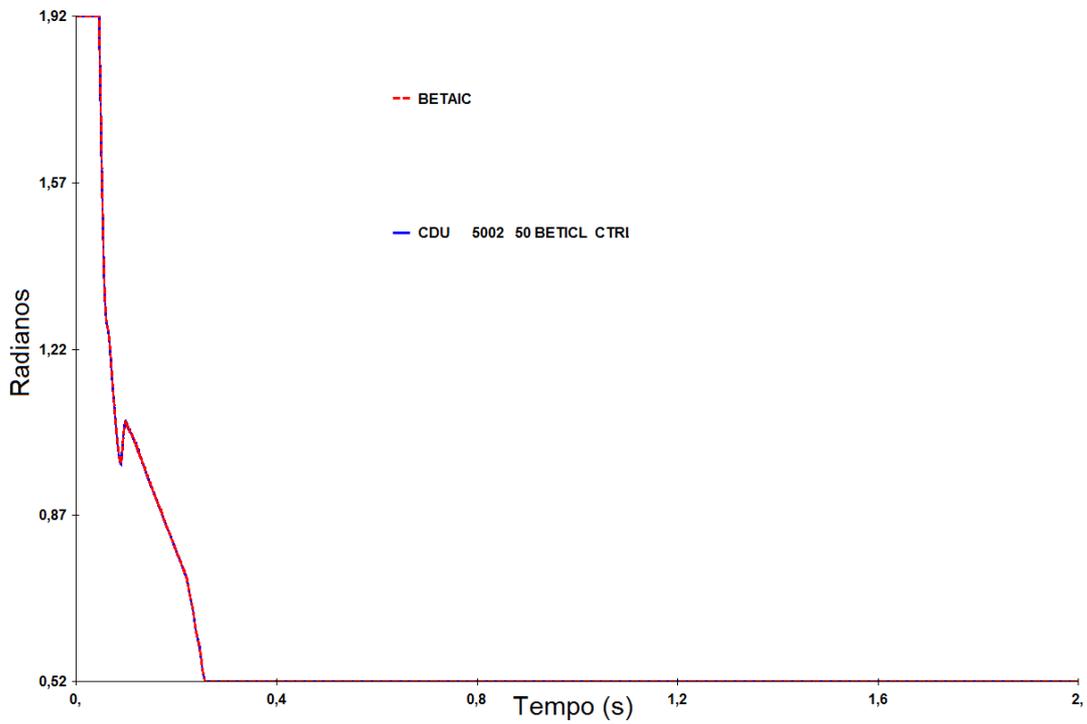


Figura 58 – Resultado da variável de saída BETAIC do bloco PI no ANATEM em comparação com a saída no PSCAD (curva vermelha)

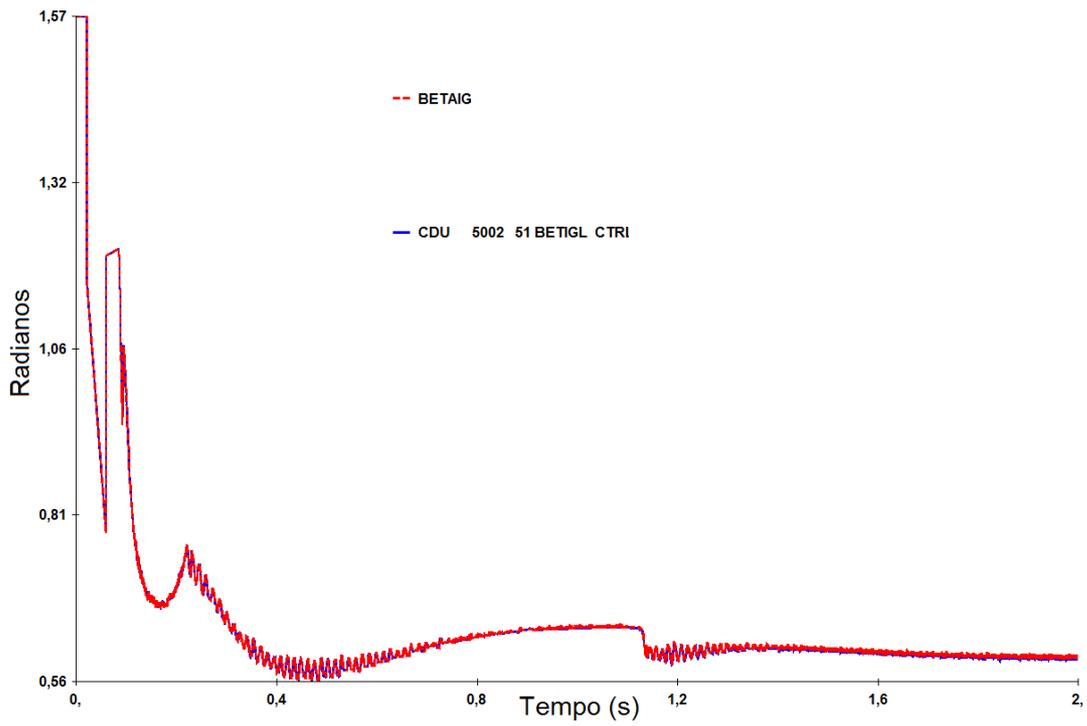


Figura 59 – Resultado da variável de saída BETAIG do bloco PI no ANATEM em comparação com a saída no PSCAD (curva vermelha)

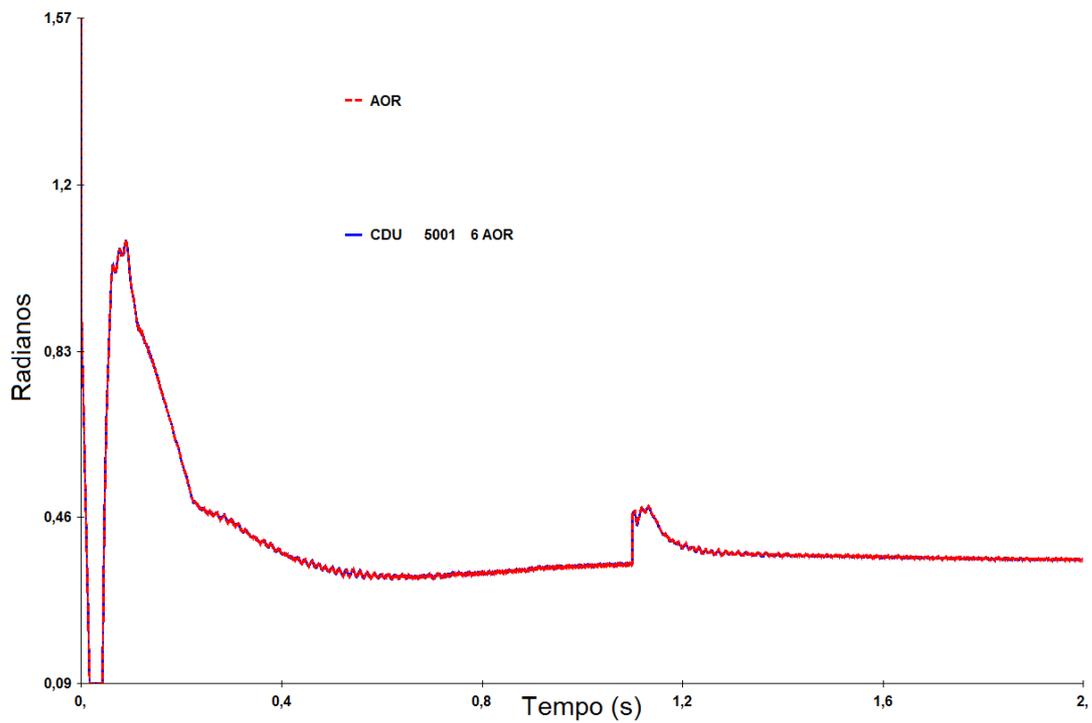


Figura 60 – Resultado da variável de saída AOR em radianos do bloco PI no ANATEM em comparação com a saída no PSCAD (curva vermelha)

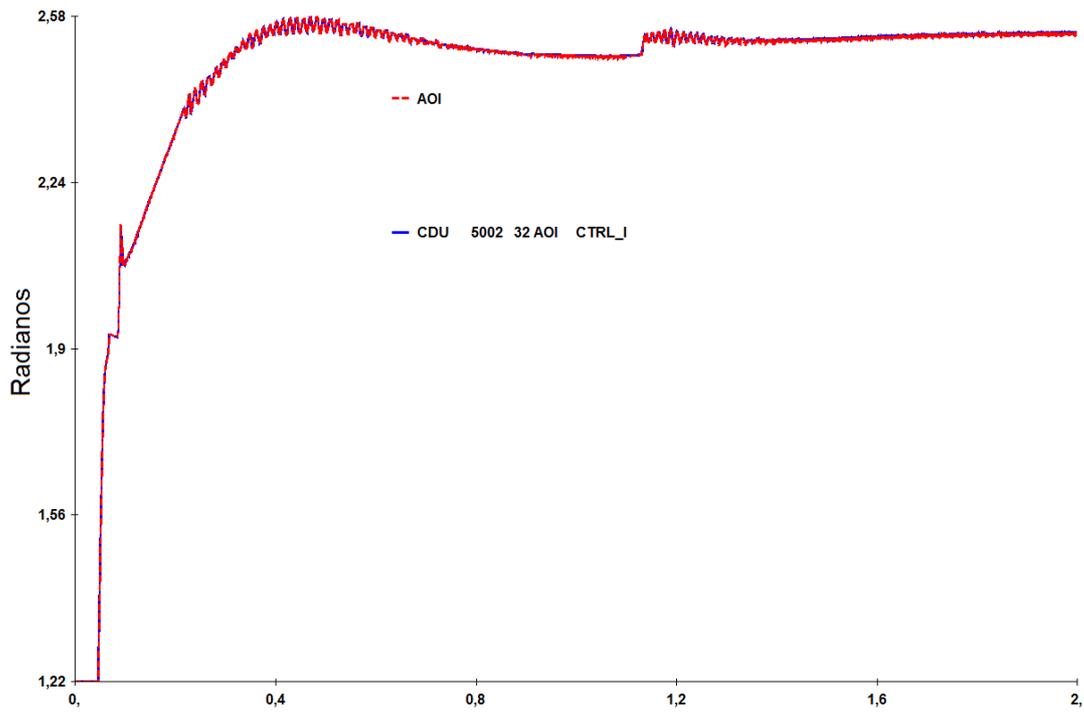


Figura 61 – Resultado da variável de saída AOI em radianos do bloco PI no ANATEM em comparação com a saída no PSCAD (curva vermelha)

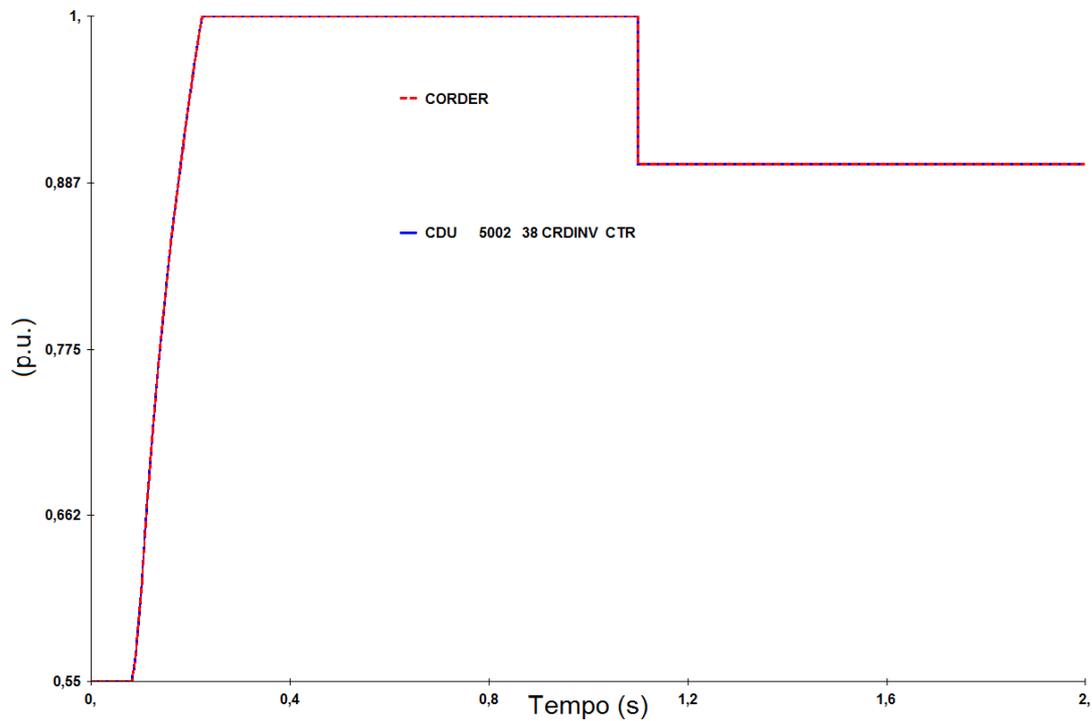


Figura 62 – Resultado da variável de saída CORDER do bloco PI no ANATEM em comparação com a saída no PSCAD (curva vermelha)

4.3.4 Curto-Circuito Trifásico

As simulações a seguir, representam a comparação da simulação de curto-circuito trifásico na barra CA da inversora, em PSCAD com um teste de malha aberta no ANATEM. Esta simulação teve duração de 2 segundos para que fosse atingido o regime permanente em 1 segundo e em 1,1 segundos foi aplicado um curto-circuito trifásico com duração de 100 ms na barra CA da inversora.

Esta simulação não teve o objetivo de observar o comportamento das variáveis devido ao evento realizado, mas apenas confirmar se o resultado apresentado no PSCAD, ao ser testado em malha aberta no ANATEM, apresentaria os mesmos valores. O comportamento das curvas será analisado nos testes de malha fechada na Seção 4.4.5.

A Figura 63 mostra que na simulação em malha aberta de curto-circuito trifásico franco com duração de 100 ms na barra da estação inversora no ANATEM, a variável BETAR tem comportamento idêntico ao apresentado na simulação em PSCAD.

A Figura 64 mostra que na simulação em malha aberta de curto-circuito trifásico franco com duração de 100 ms na barra da estação inversora no ANATEM, a variável BETAIC tem comportamento idêntico ao apresentado na simulação em PSCAD.

A Figura 65 mostra que na simulação em malha aberta de curto-circuito trifásico franco com duração de 100 ms na barra da estação inversora no ANATEM, a variável BETAIG tem comportamento idêntico ao apresentado na simulação em PSCAD.

A Figura 66 mostra que na simulação em malha aberta de curto-circuito trifásico franco com duração de 100 ms na barra da estação inversora no ANATEM, a variável AOR tem comportamento idêntico ao apresentado na simulação em PSCAD.

A Figura 67 mostra que na simulação em malha aberta de curto-circuito trifásico franco com duração de 100 ms na barra da estação inversora no ANATEM, a variável AOI tem comportamento idêntico ao apresentado na simulação em PSCAD.

A Figura 68 mostra que na simulação em malha aberta de curto-circuito trifásico franco com duração de 100 ms na barra da estação inversora no ANATEM, a variável CORDER tem comportamento idêntico ao apresentado na simulação em PSCAD.

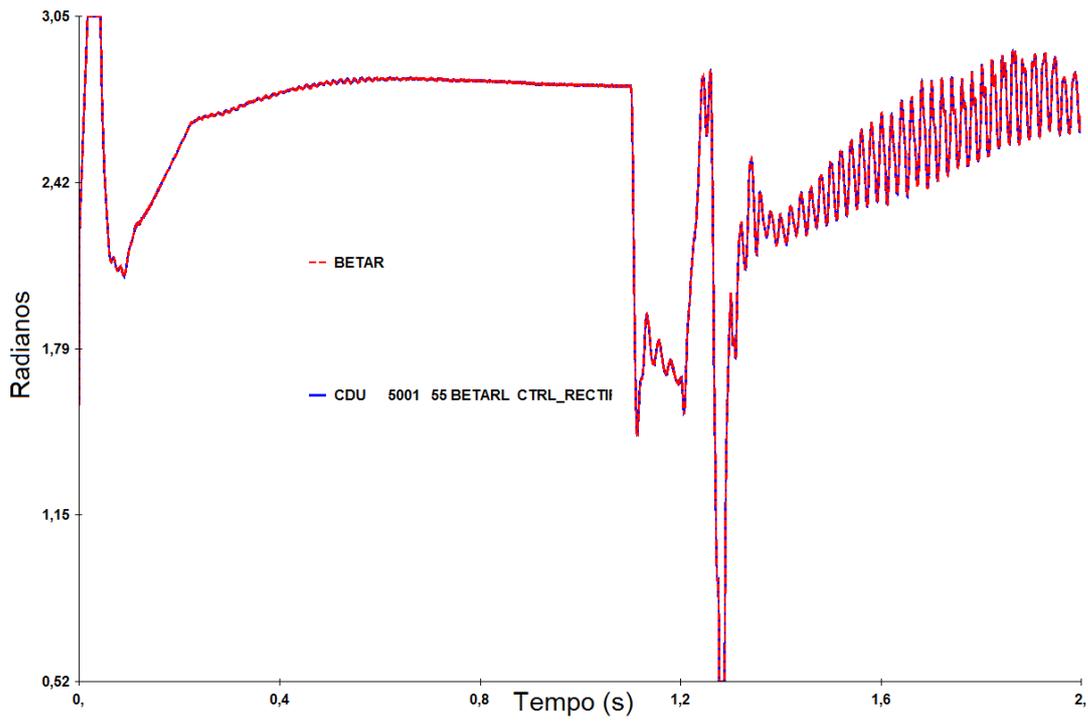


Figura 63 – Resultado da variável de saída BETAR do bloco PI no ANATEM em comparação com a saída no PSCAD (curva vermelha)

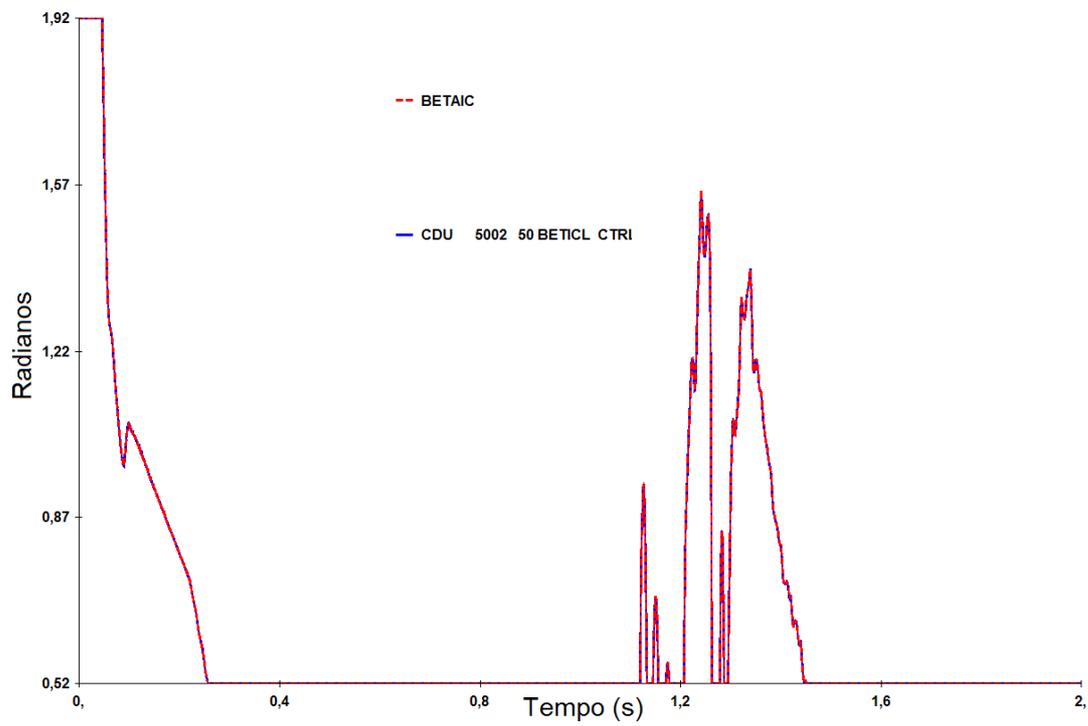


Figura 64 – Resultado da variável de saída BETAIC do bloco PI no ANATEM em comparação com a saída no PSCAD (curva vermelha)

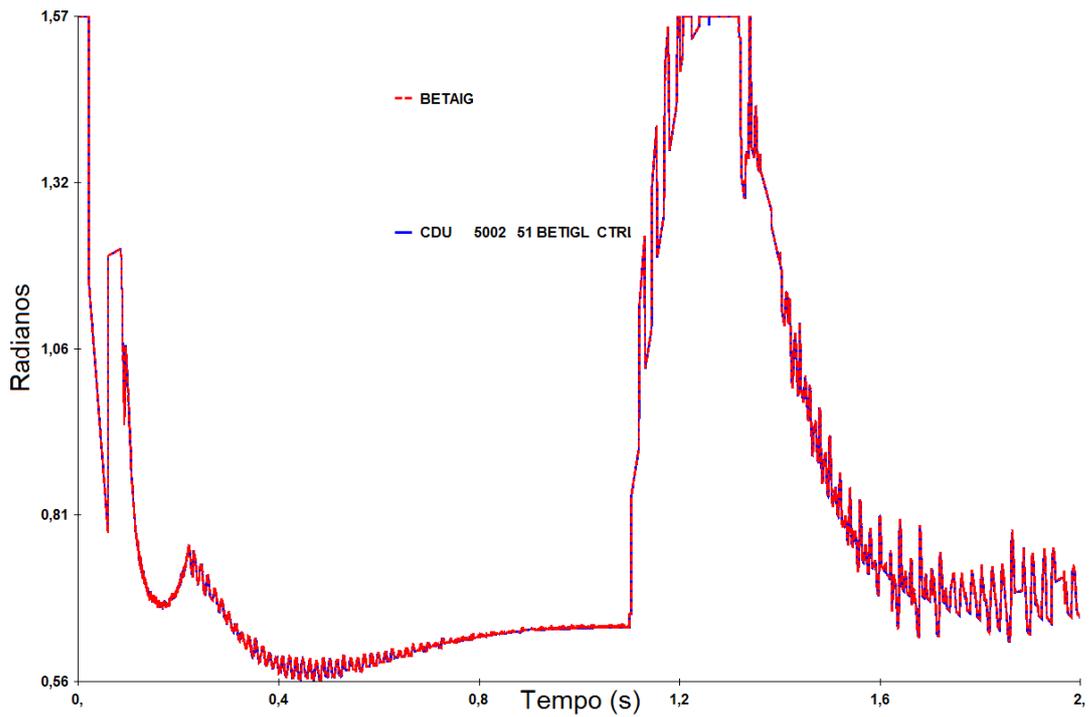


Figura 65 – Resultado da variável de saída BETAIG do bloco PI no ANATEM em comparação com a saída no PSCAD (curva vermelha)

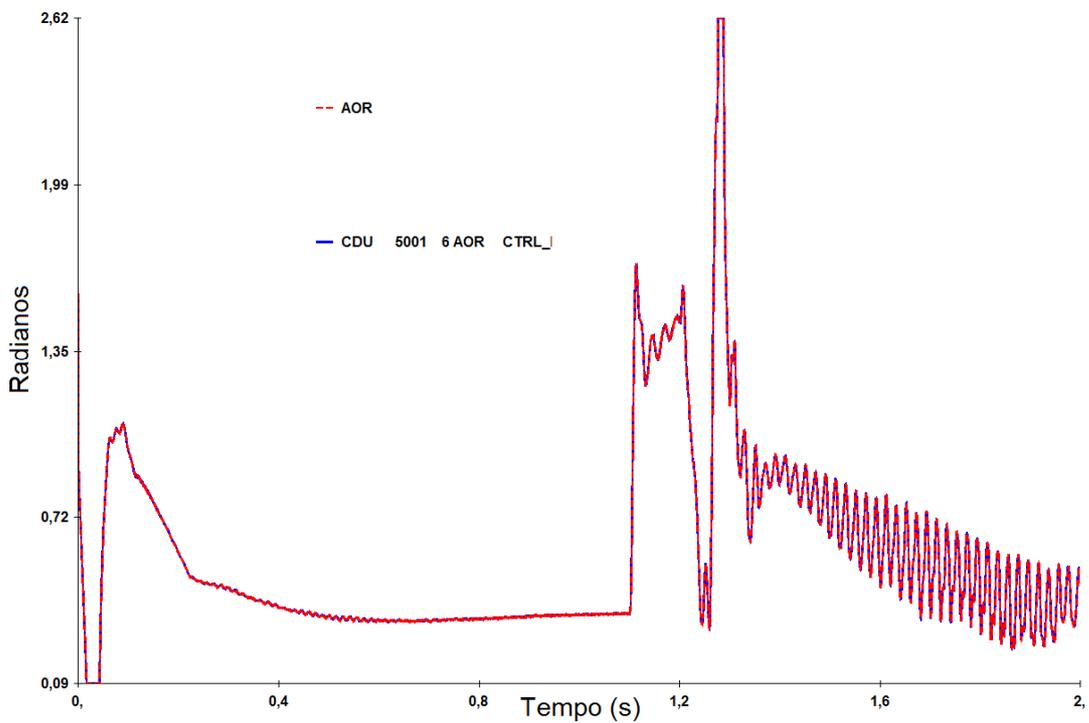


Figura 66 – Resultado da variável de saída AOR em radianos do bloco PI no ANATEM em comparação com a saída no PSCAD (curva vermelha)

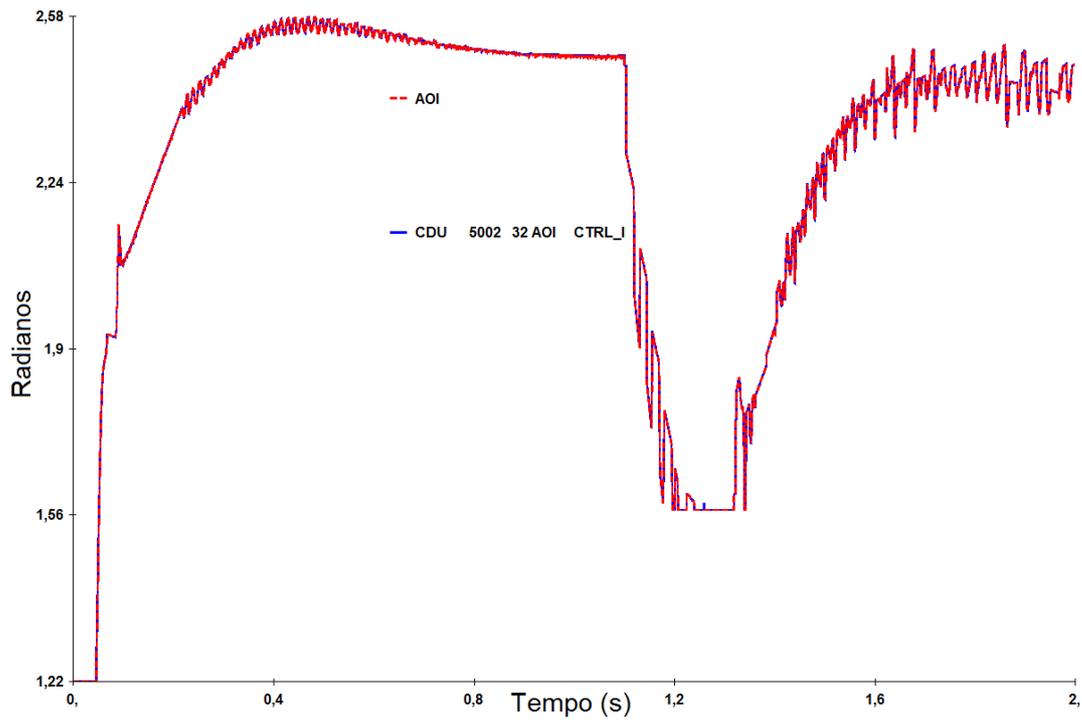


Figura 67 – Resultado da variável de saída AOI em radianos do bloco PI no ANATEM em comparação com a saída no PSCAD (curva vermelha)

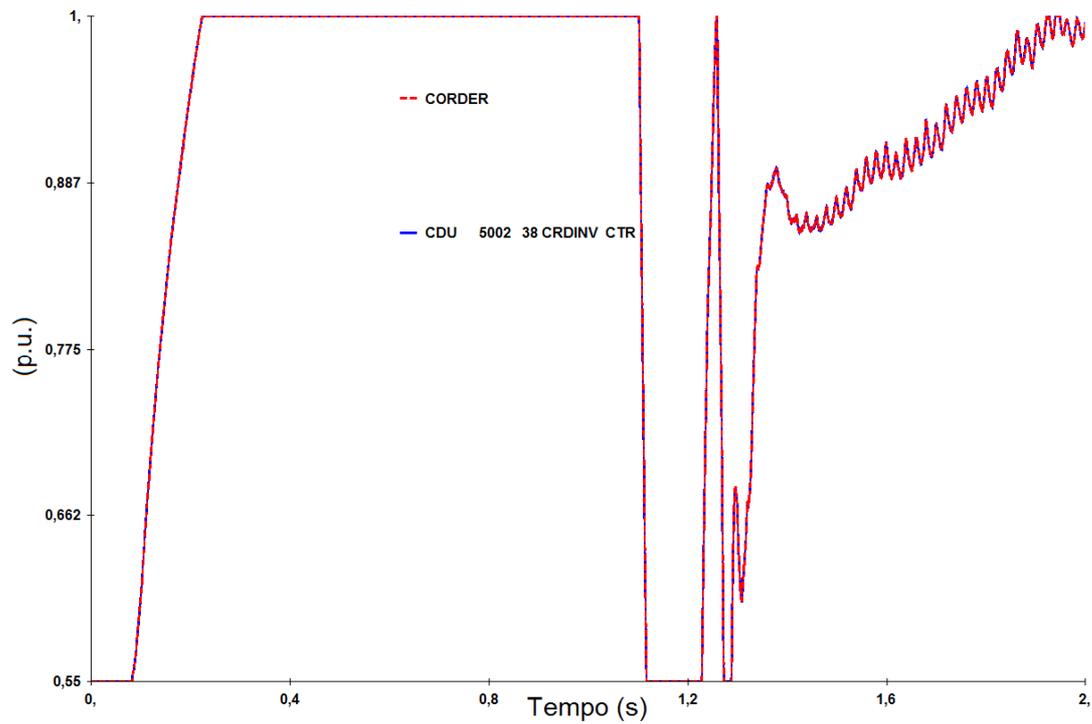


Figura 68 – Resultado da variável de saída CORDER do bloco PI no ANATEM em comparação com a saída no PSCAD (curva vermelha)

Pode-se observar que nas seções 4.3.2, 4.3.3 e 4.3.4, desde a Figura 51 até a Figura 68, as curvas vermelha (PSCAD) e azul (ANATEM) estavam sempre sobrepostas, ou seja, o modelo desenvolvido no programa ANATEM é equivalente ao modelo do *benchmark* do CIGRÉ para o PSCAD. Assim, como se possui, no ANATEM, um modelo equivalente ao do *benchmark* para o PSCAD, prossegue-se com os testes de malha fechada, para estudar as diferenças na simulação entre os dois tipos de programas.

4.4 Teste em Malha Fechada

De posse do modelo, que foi validado através de testes em malha aberta, o próximo passo foi realizar os testes em malha fechada. Esse teste foi realizado agregando o caso de fluxo de potência elaborado aos modelos desenvolvidos no ANATEM para os sistemas de controle das estações conversoras. O caso de fluxo de potência foi criado tentando obter o mesmo ponto de operação visto no PSCAD. Nesta Seção serão comparadas as respostas nos dois programas para as principais variáveis do sistema como as tensões CA e CC, potência na linha CC, corrente na linha CC, ângulos de disparo e extinção. Aqui foram observadas algumas diferenças inerentes à natureza distinta de simulação de cada um dos dois programas e de equipamentos que não são modelados no ANATEM, conforme será explicado no decorrer desta Seção.

4.4.1 Considerações Iniciais

Antes de apresentar os resultados dos testes em malha fechada nos dois programas, há que se tecer algumas considerações sobre as diferenças entre simulações em programas de transitórios eletromagnéticos e de transitórios eletromecânicos.

Como já bem abordado em [44] os fenômenos dinâmicos num sistema de energia elétrica apresentam comportamentos distintos no tocante à frequência, podendo ser tão rápidos quanto um surto atmosférico ou tão lentos quanto uma variação da curva de carga diária. A velocidade da resposta dos dispositivos que compõem um sistema elétrico também varia. Como já foi visto anteriormente, os controles de corrente e ângulos de disparo e extinção do elo são mais rápidos que os controles dos tapes dos transformadores conversores.

A Figura 69 representa as faixas de tempo de ocorrência dos fenômenos, ou atuação dos controles.

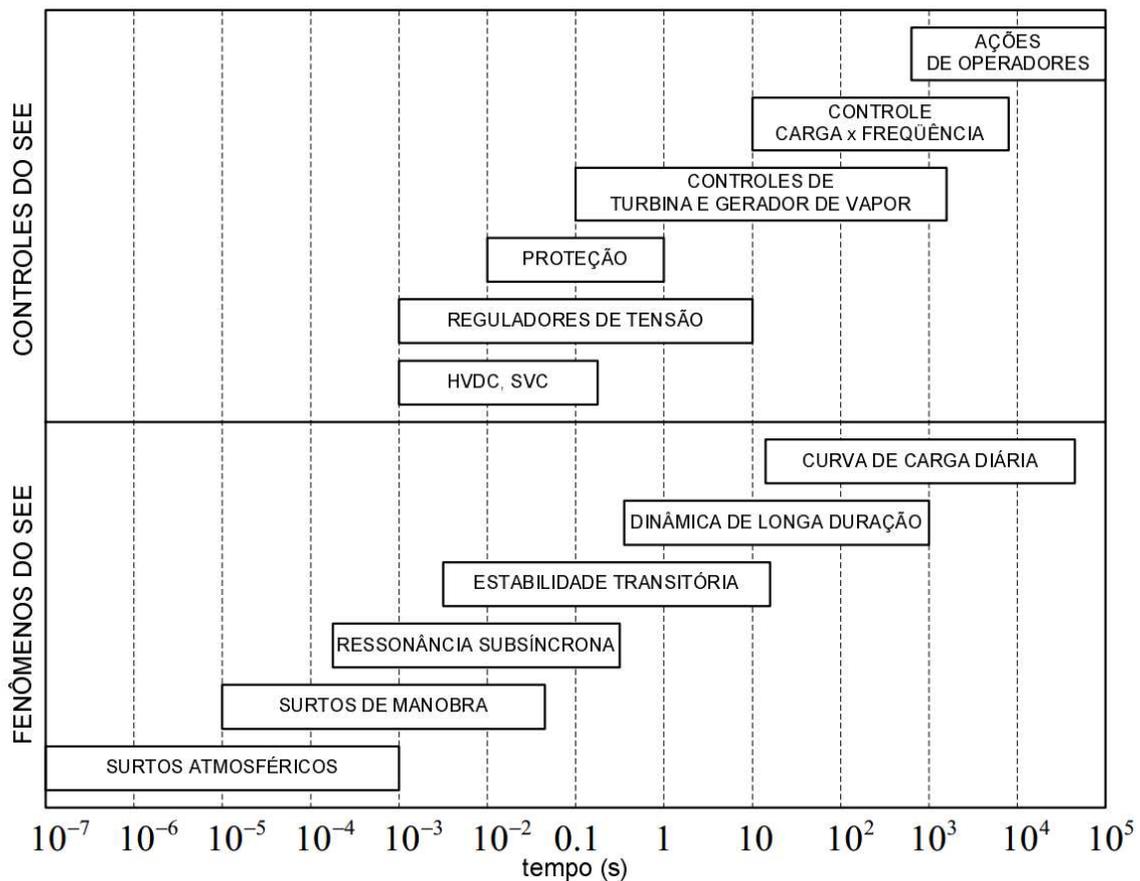


Figura 69 – Faixa de tempo de fenômenos dinâmicos em sistemas elétricos [44]

Do lado esquerdo da Figura 69 se encontram os fenômenos transitórios eletromagnéticos (surtos atmosféricos e de manobra), envolvendo na maioria das vezes, interações eletromagnéticas entre capacitâncias e indutâncias. Do lado direito da Figura 69 se encontram os fenômenos transitórios eletromecânicos, que envolvem interações entre energia mecânica armazenada nas máquinas rotativas e energia consumida na rede elétrica. Na parte central da Figura 69, os dois efeitos se superpõem, podendo requisitar algum tratamento adequado. As perturbações ou eventos (descargas atmosféricas, curto-circuito, abertura de disjuntor ou chave) são os elementos chaves na causa destes fenômenos.

Como nota-se uma diferença marcante entre a velocidade de ocorrência dos transitórios eletromagnéticos e eletromecânicos, ao simular a mesma perturbação em dois programas, um de transitórios eletromagnéticos, como é o caso do PSCAD, e outro de transitórios eletromecânicos, como é o caso do ANATEM, é de se esperar que se obtenham respostas ligeiramente distintas.

Podem-se citar algumas diferenças da natureza de simulação dos dois tipos de programas que podem ocasionar estas diferenças nas respostas a uma perturbação.

Os programas de transitórios eletromagnéticos necessitam da representação da dinâmica da rede trifásica completa. Por isso, por restrição computacional fica inviável a representação de um sistema muito extenso, se restringindo a representar apenas algumas barras com equivalentes dinâmicos para representar o resto do sistema. Programas de transitórios eletromecânicos têm a rede CA representada através da sua matriz de admitância nodal de sequência positiva já que só ela produz torque médio de aceleração. As faltas monofásicas podem ser representadas como faltas trifásicas com uma impedância de defeito igual à soma das impedâncias equivalentes do sistema de sequência negativa e zero no ponto de falta (Z_0+Z_2), de forma a representar o efeito resultante na sequência positiva [25]. Assim, num programa de transitórios eletromecânicos, consegue-se representar uma grande parte do sistema elétrico.

Em programas de transitórios eletromecânicos, a resposta da rede CA é considerada instantânea para análise dos fenômenos eletromecânicos, tendo seus transitórios considerados como rapidamente amortecidos e, portanto, desprezados. Estes transitórios são importantes no fenômeno da falha de comutação, porém só podem ser representados em um programa de transitórios eletromagnéticos.

Outra decorrência da representação da rede CA é que na simulação em programas de transitórios eletromecânicos passa-se instantaneamente dos valores do instante 0- para o instante 0+ da falta, quando na verdade ocorre um transitório rápido.

Harmônicos de tensão e corrente, tanto do lado CA quanto do lado CC, e as distorções por eles provocadas são desprezadas. A análise em programas de transitórios eletromecânicos apenas considera as variações de baixa frequência em torno da frequência fundamental.

Nos programas de transitórios eletromecânicos, as conversoras são representadas, em termos matemáticos, por equações que relacionam os valores médios de tensão e corrente CC e valor eficaz de tensão CA no secundário do transformador conversor. Não é possível individualizar o comportamento de cada válvula. A falha de comutação está intimamente relacionada com a corrente de condução e a tensão de polarização de cada válvula, principalmente em condições transitórias.

Assim, o processo de detecção da falha de comutação em programas de transitórios eletromecânicos se dá de forma determinística, por exemplo, dizendo nas condições de simulação que a falha ocorrerá quando ou o ângulo de extinção (γ) ou a

tensão CA atingirem um determinado valor. No programa ANATEM, isso se dá através do comando DFCEM (Dados de falha de comutação) onde ainda pode-se determinar a duração de uma falha de comutação [22].

O fenômeno da falha de comutação que consegue ser representada nos programas de transitórios eletromagnéticos, também tem uma componente estatística que depende do instante de tempo de ocorrência da falta e se haverá uma área tensão x tempo para a válvula terminar o processo de extinção.

4.4.2 Procedimentos para Realizar o Teste de Malha Fechada

Os testes em malha fechada foram realizados da seguinte forma:

No ambiente PSCAD, simula-se um caso durante 2 segundos sem realizar nenhum evento. No instante $t = 2$ segundos, tira-se uma foto (*snapshot*) daquele caso. Esse *snapshot* será o ponto de partida para as três situações analisadas (regime permanente, redução de 10% da ordem de corrente e curto-circuito trifásico franco com duração de 100 ms na estação inversora). Cada simulação teve duração de 1 segundo.

Desse instante $t = 2$ segundos, foi obtido um ponto de operação através do programa ANAREDE. No programa ANATEM, esse caso de fluxo de potência é chamado e a partir dele se faz simulações de 1 segundo, já com o regime permanente carregado. Não é necessário realizar no ANATEM uma simulação para atingir o regime permanente.

São feitas as mesmas simulações que foram feitas no PSCAD e compara-se as principais variáveis do sistema: Tensões CA, CC e potência ativa nas estações retificadora e inversora, corrente na linha CC, ângulos de disparo nas estações retificadora e inversora e ângulo de extinção da estação inversora.

Os dados do sistema teste utilizado podem ser encontrados no Apêndice A desta dissertação, porém, num primeiro momento, para facilitar as percepções das diferenças entre os dois programas, procurou-se aumentar o valor de ESCR na estação inversora para 5 e também controlar a tensão na barra CA da estação inversora em 1 p.u. evitando as falhas sucessivas de comutação. Esse fenômeno será explorado e verificado nas simulações de *DC Multi-Infeed*.

Optou-se, para facilitar a comparação, por apresentar os resultados das curvas do PSCAD e do ANATEM no mesmo ambiente, o PLOTCEPEL.

4.4.3 Regime Permanente

A seguir serão feitas as principais constatações da simulação em malha fechada do regime permanente, que foi conduzida simplesmente pela simulação de um caso durante 1 segundo, sem nenhum evento.

A Figura 73 mostra que na simulação de regime permanente, a potência ativa nas estações retificadora e inversora apresenta um valor ligeiramente diferente dos valores médios encontrados na simulação em PSCAD. Entretanto, esta diferença não é significativa.

A Figura 74 mostra que na simulação de regime permanente, as tensões CC nas estações retificadora e inversora apresenta um valor ligeiramente diferente dos valores médios encontrados na simulação em PSCAD. Entretanto, esta diferença não é significativa.

A Figura 75 mostra que na simulação de regime permanente, a corrente na linha CC apresenta no ANATEM, um valor igual ao valor médio desta variável verificado na simulação em PSCAD. Isso se deve ao fato das malhas de controles estarem ajustadas em 1 p.u.

A Figura 76 mostra que na simulação de regime permanente, a variável AOR, apresenta no ANATEM, um valor igual ao valor médio desta variável verificado na simulação em PSCAD. No ANATEM, o ângulo de disparo (α) na estação retificadora em regime permanente, segue o valor ajustado no programa ANAREDE, e este valor foi ajustado para que ficasse igual ao encontrado para o sinal no programa PSCAD.

A Figura 77 mostra que na simulação de regime permanente, a variável AOI, que representa o valor do ângulo de disparo calculado pela malha de controle da estação inversora, apresenta um valor ligeiramente diferente no ANATEM do que o verificado na simulação em PSCAD. No ANATEM, ele gira em torno de 2,469 radianos (141,5°) e no PSCAD gira em torno de 2,482 radianos (142,2°). A diferença entre os dois sinais é, portanto, de 0,7°.

A Figura 78 mostra que na simulação de regime permanente, o ângulo de extinção (γ) da estação inversora apresenta o mesmo valor que o verificado na simulação em PSCAD. Isso se deve, pois o valor do o ângulo de extinção (γ) é ajustado previamente no ANAREDE e procurou-se ajustá-lo com o valor verificado no PSCAD.

A Figura 79 mostra que na simulação de regime permanente, as tensões CA das barras das estações retificadora e inversora apresentam no ANATEM, um valor igual ao valor médio das tensões verificado na simulação em PSCAD. Isso se deve ao fato que no ANAREDE essas tensões foram ajustadas para ficar iguais aos valores encontrados no PSCAD e estão sendo controladas pela barra infinita.

Como pôde-se verificar nas curvas da Seção 4.4.3, desde a Figura 73 até a Figura 79, conseguiu-se representar com fidelidade no ANAREDE/ANATEM o ponto de operação obtido no PSCAD com exceção de algumas variáveis que ficaram ligeiramente diferentes. O importante é perceber que o valor apresentado pelas curvas é bastante similar nos dois programas, mesmo havendo diferenças na natureza da simulação.

A queda de tensão na linha CC pode ser calculada da seguinte maneira:

$$\begin{aligned}
 R_{LDC} &= 5\Omega \\
 I_d &= 2000 \text{ A} \\
 \Delta V &= R_{LDC} \cdot I_d = 10 \text{ kV} \\
 \Delta V_{p.u.} &= \frac{10\text{kV}}{V_{baseelo}} = \frac{10\text{kV}}{500\text{kV}} = 0,02 \text{ p.u.}
 \end{aligned} \tag{4.2}$$

Então, ao fazer a diferença entre a tensão CC da estação retificadora e da estação inversora, deveria se obter o resultado de 0,02 p.u. que é a queda de tensão na linha CC. O mesmo deveria acontecer quando efetuada a subtração entre as potências CC das estações retificadora e inversora, já que a corrente está sendo controlada em 1 p.u., a tensão CC equivale a potência CC em p.u..

Este valor é observado nas Figuras 73 e 74 na curva do ANATEM, onde $1,007 - 0,987 = 0,02$ p.u. Entretanto, nas curvas do PSCAD, mesmo utilizando um filtro de medição, ainda pode-se observar curvas de tensão e potência muito oscilatórias. Isso acontece, pois elas estão sendo medidas antes do reator de alisamento, já que neste modelo *benchmark* do CIGRÉ, a indutância do reator e a da linha CC são representadas numa indutância equivalente. Já existem referências mais recentes que fazem a separação dessas indutâncias e a medição é feita de forma mais correta. Por isso, existe uma ligeira diferença entre os valores de tensão e potência CC observados nos dois programas.

A diferença citada acima acaba acarretando na diferença da variável AOI (ordem do ângulo de disparo (α) na estação inversora), mostrada na Figura 77. No ANAREDE/ANATEM este ângulo é calculado para obter a tensão e o ângulo de extinção (γ) especificados. Se as tensões CC estão ligeiramente diferentes, era esperado que houvesse uma pequena diferença nos valores de AOI nos dois programas.

Além disso, existe um componente que aumenta esta diferença que não está presente no ANATEM que é o circuito de disparo. O PSCAD após obter um valor de AOI, passa esse valor para o circuito de disparo *built-in* da conversora. Este é um sistema de malha de sincronismo de fase (PLL - *Phase-Locked Loop* – ou PLO – *Phase Locked Oscillator*) por vezes referido como o sistema *trans-vector* e está ilustrado na Figura 70. Ele proporciona um desempenho adequado, mas sofre algumas limitações.

O PLO gera rampas que variam de 0° a 360° de acordo com o ângulo de fase num determinado instante. Ele é composto de um controle PI e quando a rampa ultrapassa o valor do ângulo de disparo, uma ordem de disparo é enviada a um dos 6 tiristores. A questão é que o PLO não tem uma precisão absoluta. Ele faz uma estimativa da fase e então ocorre um pequeno erro no momento do disparo. Esse erro pode ser observado ao comparar o ângulo de disparo (α) medido com o comandado. Esse erro é ainda maior em condições transitórias.

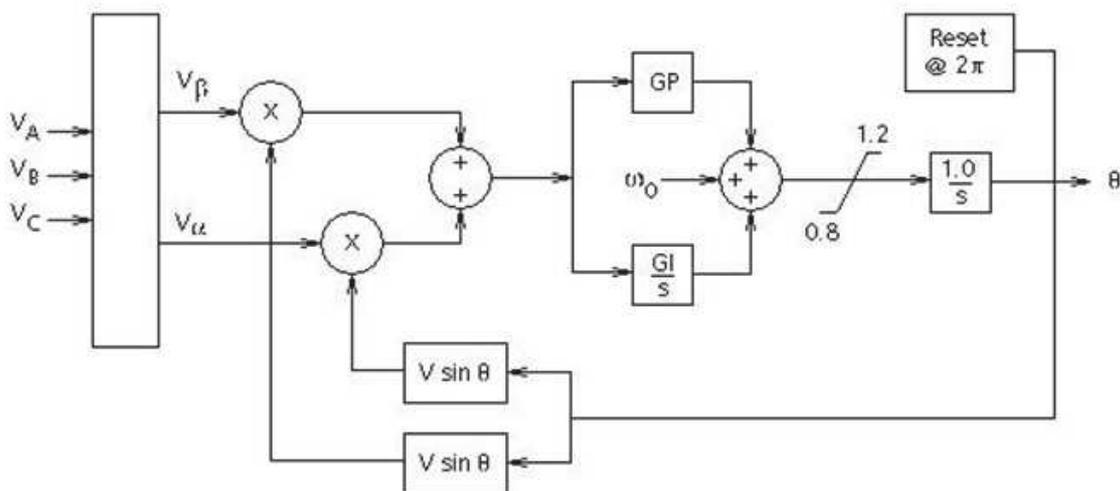


Figura 70 – Circuito de disparo usado no PSCAD

Pode-se perceber na Figura 71 e na Figura 72, o erro mencionado entre os ângulos de disparo comandados e medidos.

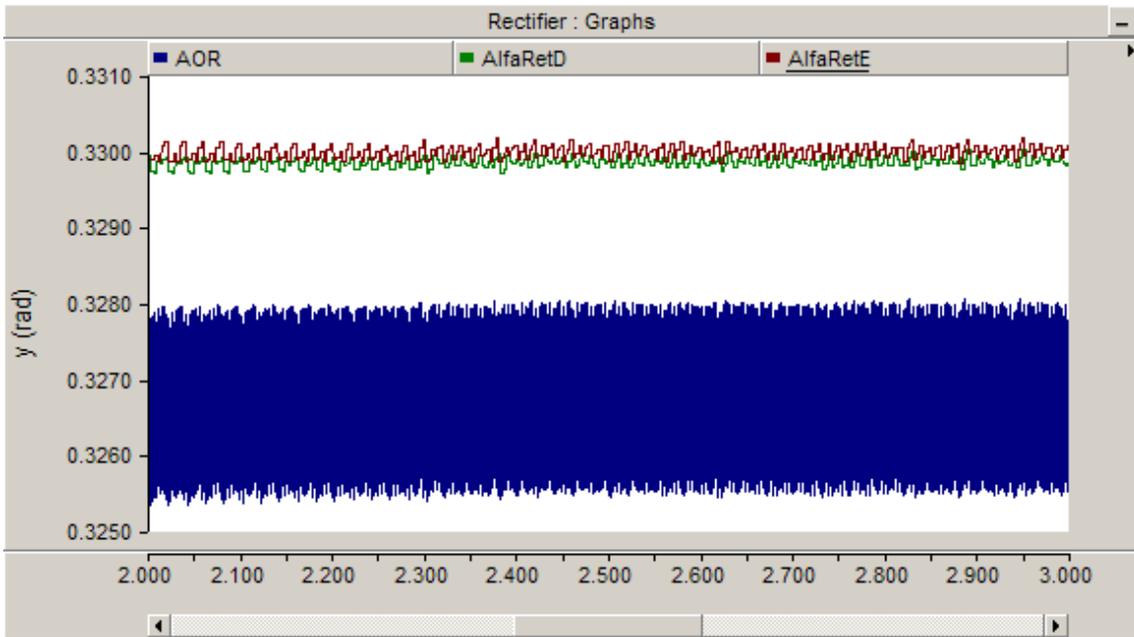


Figura 71 – Comparação entre os ângulos de disparo comandados e medidos na estação retificadora, no PSCAD – Regime Permanente

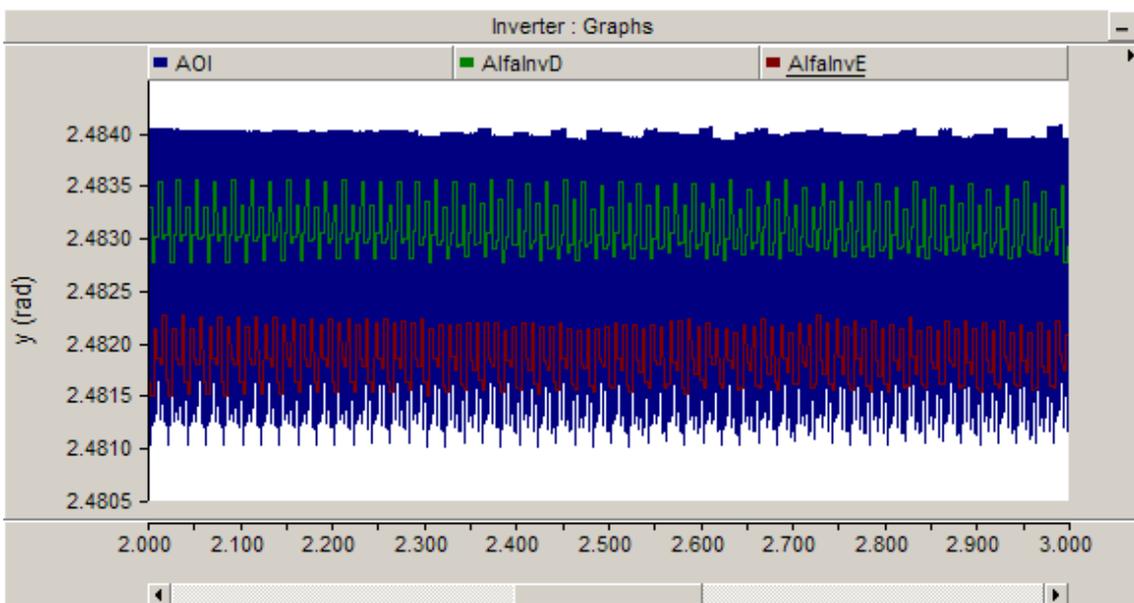


Figura 72 – Comparação entre os ângulos de disparo comandados e medidos na estação inversora, no PSCAD – Regime Permanente

Nota explicativa: AOR e AOI são os ângulos de disparo comandados da ponte retificadora e inversora, respectivamente, resultados das malhas de controle. AlfaRetD é o ângulo de disparo medido na ponte retificadora ligada em Y- Δ , AlfaRetE é o ângulo de disparo medido na ponte retificadora ligada em Y-Y. AlfainvD é o ângulo de disparo medido na ponte inversora ligada em Y- Δ , AlfainvE é o ângulo de disparo medido na ponte inversora ligada em Y-Y.

No ANATEM, o ângulo de disparo (α) na estação retificadora e ângulo de extinção (γ) na estação inversora, em regime permanente, seguiram os valores ajustados no programa ANAREDE, e estes valores foram ajustados para que ficassem no mesmo valor encontrado no programa PSCAD.

As considerações feitas nesta Seção valem também para as próximas simulações que serão de redução da ordem de corrente e curto-circuito trifásico franco com duração de 100 ms na barra da estação inversora.

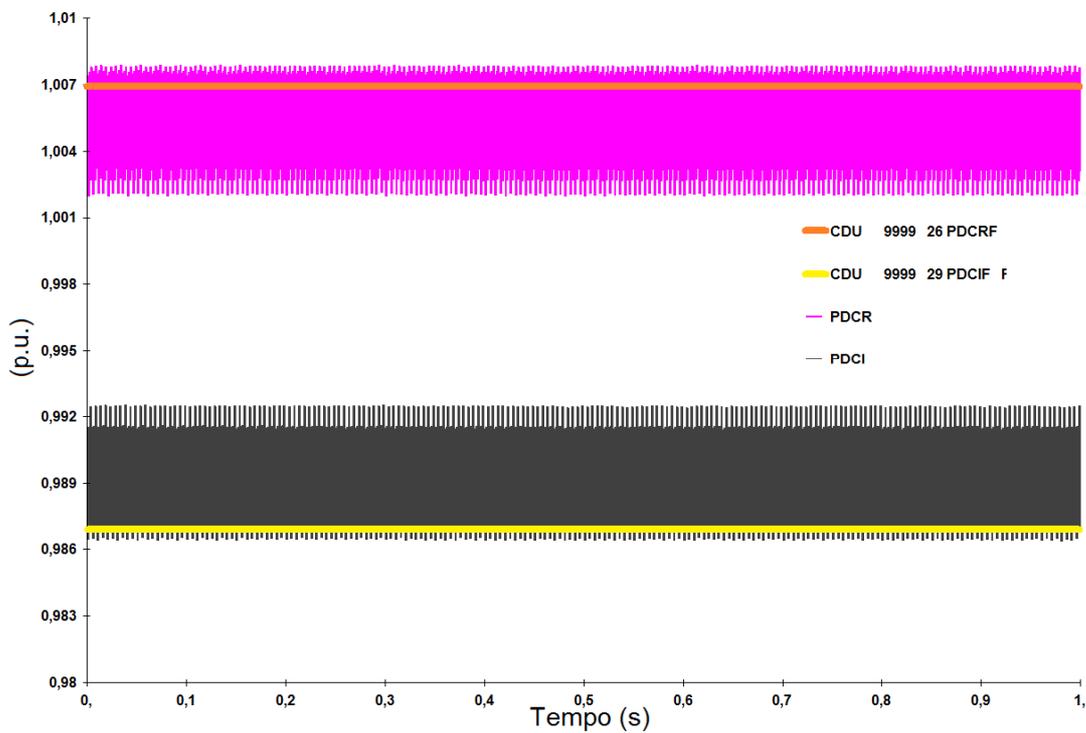


Figura 73 – Comparação entre as potências ativas em p.u. nas estações retificadora e inversora no ANATEM (curvas amarela e laranja) e no PSCAD (curvas rosa e preta)

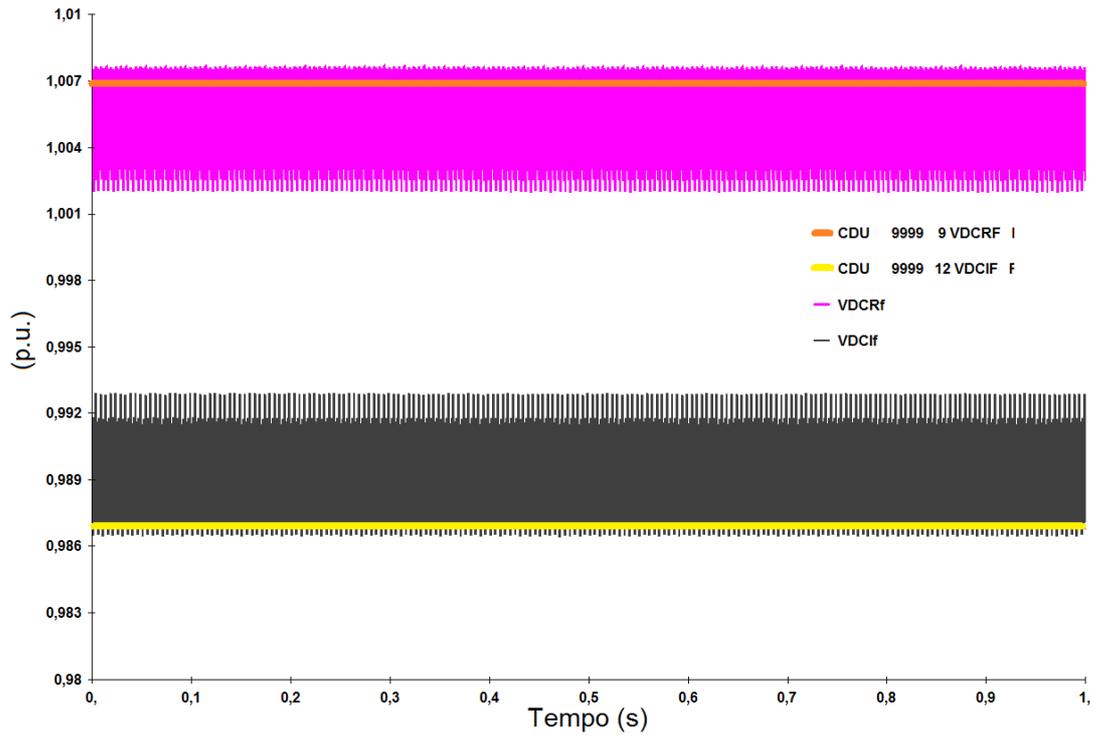


Figura 74 – Comparação entre as tensões CC em p.u. nas estações retificadora e inversora no ANATEM (curvas amarela e laranja) e no PSCAD (curvas rosa e preta)

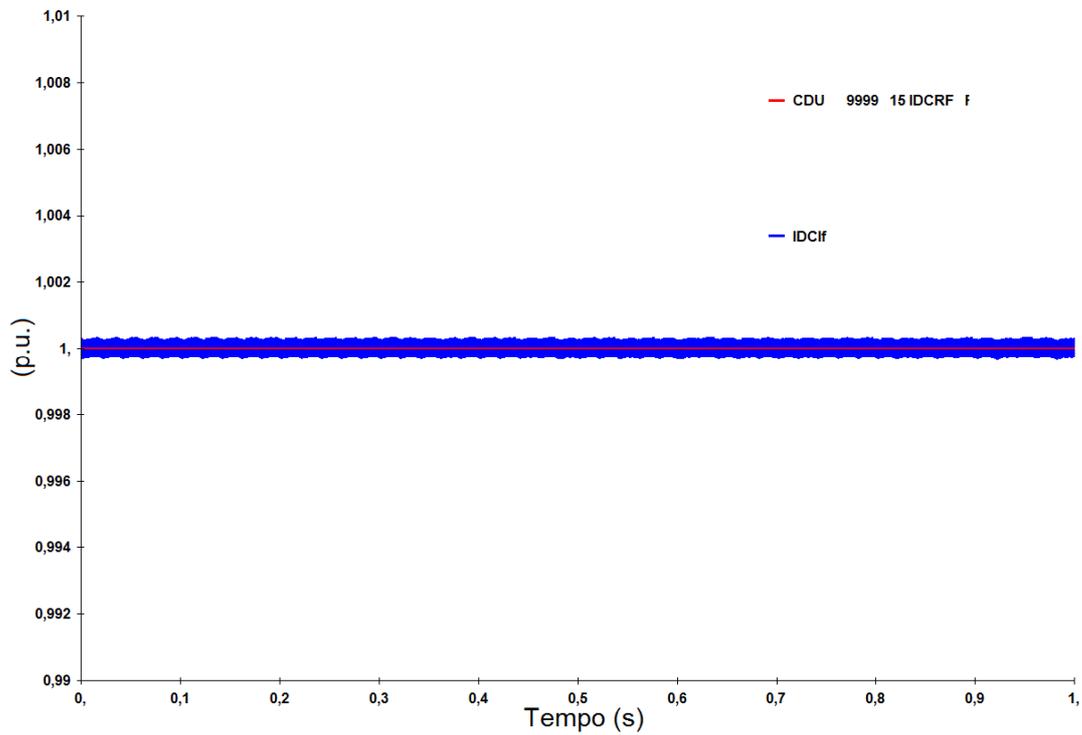


Figura 75 – Comparação entre a corrente na linha CC em p.u. no ANATEM (curva vermelha) e no PSCAD (curva azul)

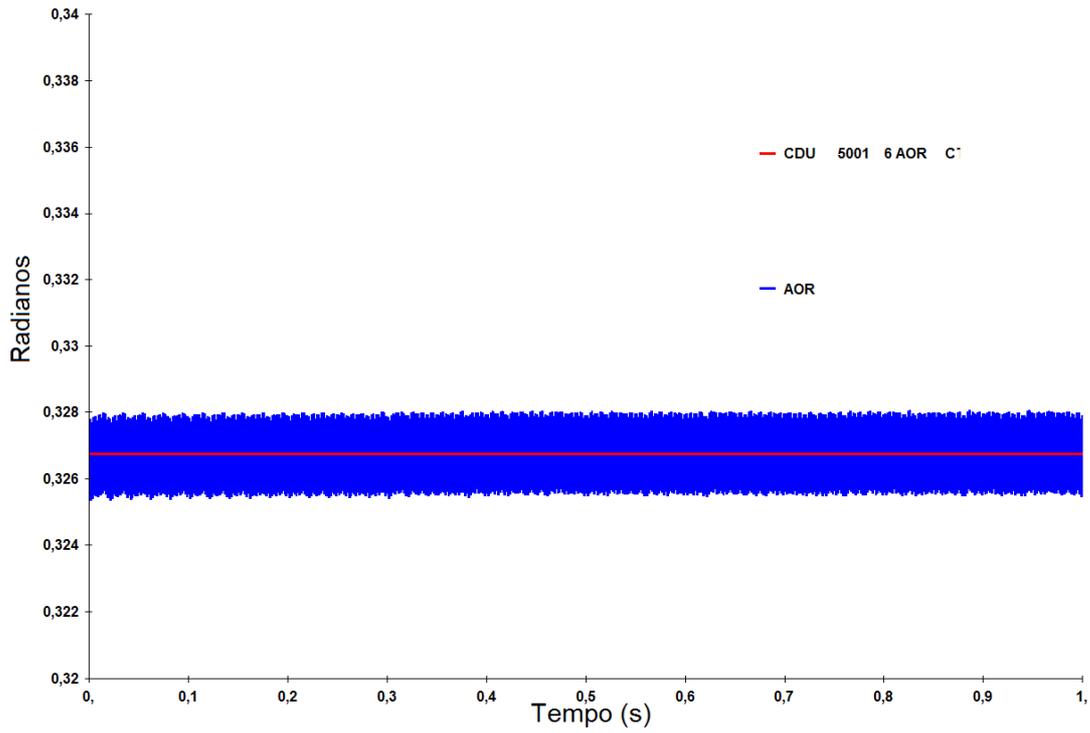


Figura 76 – Comparação entre o sinal AOR em radianos que sai da malha de controle da estação retificadora no ANATEM (curva vermelha) e no PSCAD (curva azul)

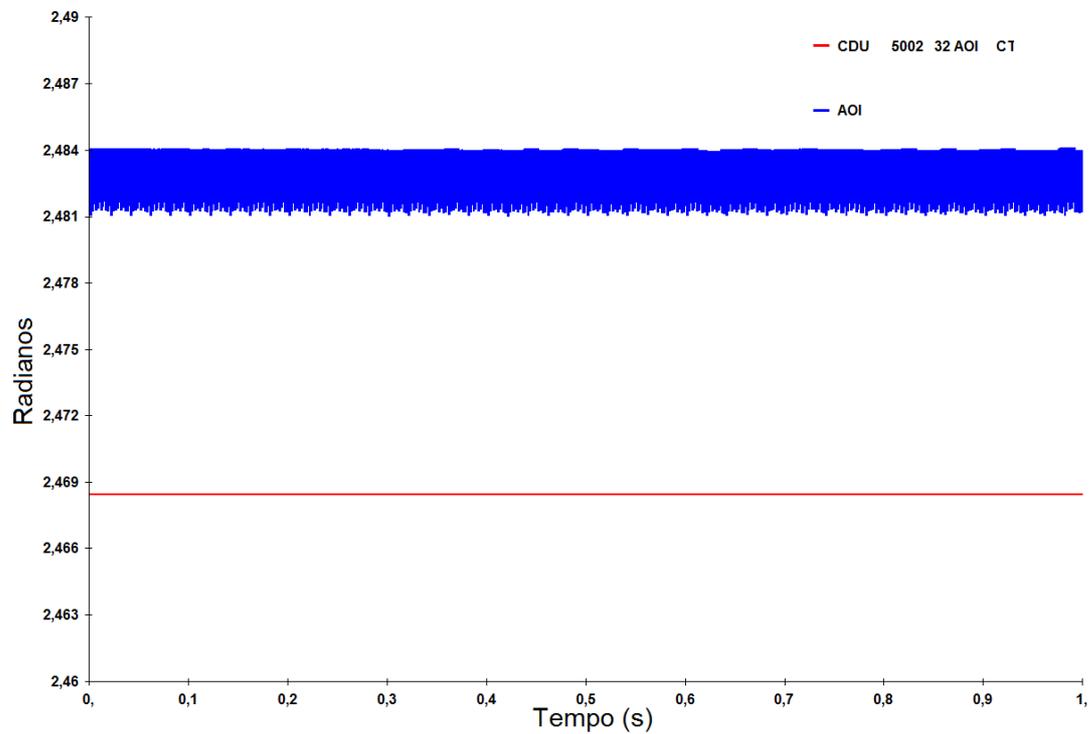


Figura 77 – Comparação entre o sinal AOI em radianos que sai da malha de controle da estação inversora no ANATEM (curva vermelha) e no PSCAD (curva azul)

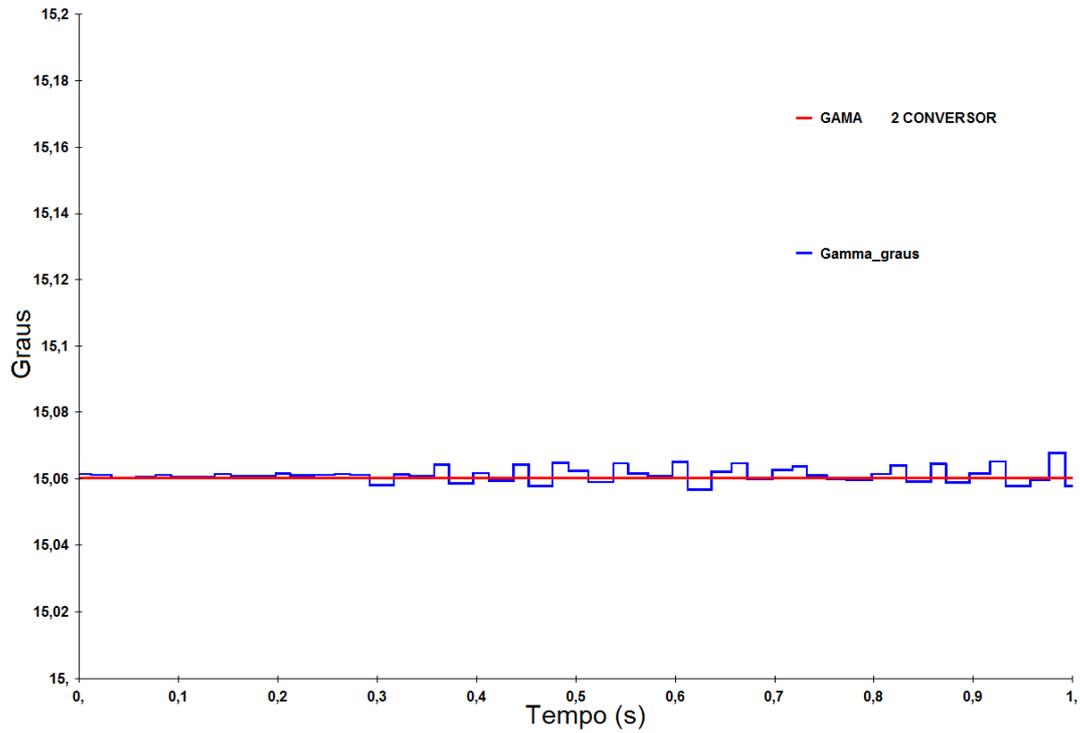


Figura 78 – Comparação entre o ângulo de extinção (γ) em graus no ANATEM (curva vermelha) e no PSCAD (curva azul)

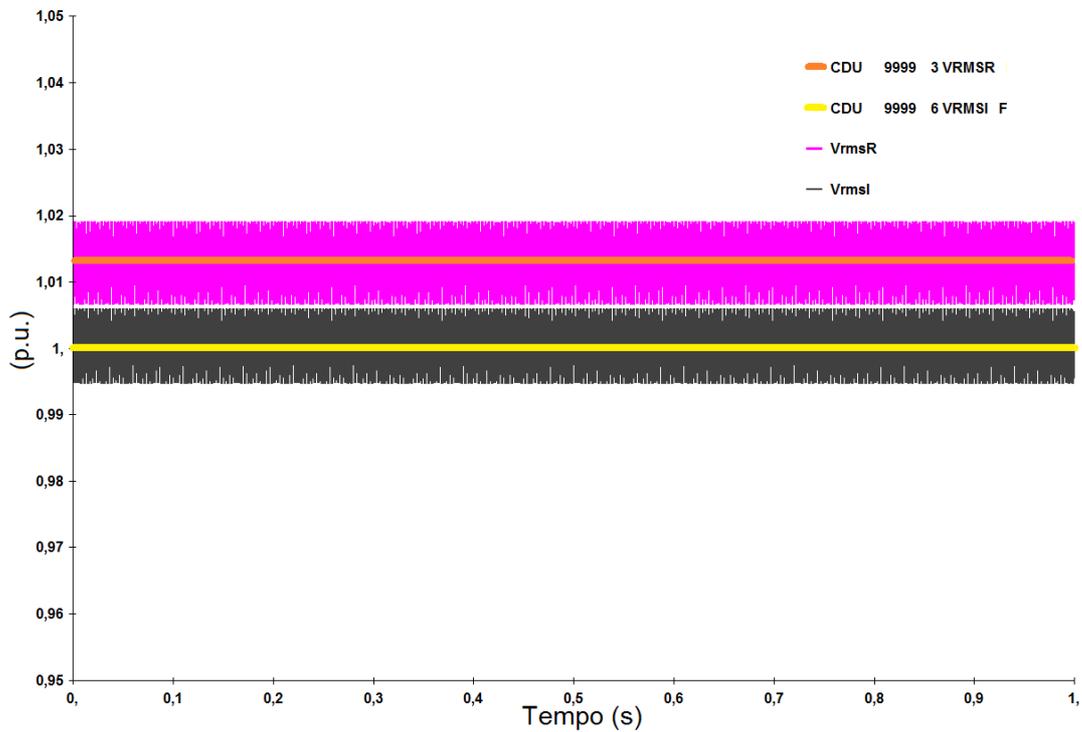


Figura 79 – Comparação entre as tensões CA em p.u. nas estações retificadora e inversora no ANATEM (curvas vermelha e azul) e no PSCAD (curvas rosa e preta)

4.4.4 Redução de 10% da Ordem de Corrente

A seguir serão feitas as principais constatações da simulação em malha fechada da redução de 10% na ordem de corrente. Esta foi feita no instante 0,1 s de simulação e foi mantida até o final da simulação. Esta simulação também durou 1 segundo.

A Figura 82 mostra que na simulação de redução de 10% na ordem de corrente, a potência ativa na estação retificadora no ANATEM apresenta um comportamento similar ao verificado na simulação em PSCAD, embora neste, ela atinja um valor menor no momento da redução da ordem de corrente. Isto se deve às diferenças verificadas nas tensões CC que se devem ao erro entre os ângulos de disparo comandados e medidos explicados na Seção 4.4.3 e também mencionados nesta Seção.

A Figura 83 mostra que a potência ativa na estação inversora no ANATEM apresenta um comportamento similar ao verificado na simulação em PSCAD, embora neste, ela atinja um valor menor no momento da redução da ordem de corrente. Isto se deve às diferenças verificadas nas tensões CC que se devem ao erro entre os ângulos de disparo comandados e medidos.

A Figura 84 mostra que na simulação de redução de 10% na ordem de corrente, a tensão CC na estação retificadora no ANATEM apresenta um comportamento similar ao verificado na simulação em PSCAD, embora neste, ela atinja um valor menor no momento da redução da ordem de corrente. Isto se deve ao erro entre os ângulos de disparo comandados e medidos.

A Figura 85 mostra que na simulação de redução de 10% na ordem de corrente, a tensão CC na estação inversora no ANATEM apresenta um comportamento diferente ao verificado na simulação em PSCAD. No PSCAD no momento da redução da ordem de corrente a tensão sofre um decréscimo antes de começar a aumentar e no ANATEM ela aumentou instantaneamente. Isto se deve ao erro entre os ângulos de disparo comandados e medidos.

A Figura 86 mostra que na simulação de redução de 10% na ordem de corrente, a corrente na linha CC ANATEM apresenta um comportamento similar ao verificado na simulação em PSCAD, embora neste, ela atinja um valor menor no momento da redução da ordem de corrente. Isto se deve ao erro entre os ângulos de disparo comandados e medidos.

A Figura 87 mostra que na simulação de redução de 10% na ordem de corrente, a variável AOR, que representa o valor do ângulo de disparo calculado pela malha de controle da estação retificadora, no ANATEM apresenta um comportamento diferente ao verificado na simulação em PSCAD. No ANATEM a variável AOR sofre um transitório rápido no momento da redução da ordem de corrente, mas rapidamente atinge um valor de regime permanente. No PSCAD, existe o circuito de disparo, que provoca um erro entre os ângulos de disparo comandados e medidos. Estes erros em condições transitórias são comprovadamente mais significativos. Estes erros acabam provocando as diferenças nas tensões CC, e na corrente que são reinjetadas nas malhas de controle, provocando esta diferença na variável AOR.

A Figura 88 mostra que na simulação de redução de 10% na ordem de corrente, a variável AOI, que representa o valor do ângulo de disparo calculado pela malha de controle da estação inversora, apresenta um comportamento diferente no ANATEM do que o verificado na simulação em PSCAD. Os valores em regime permanente já iniciam com valores diferentes como foi visto na Seção 4.4.3. No ANATEM a variável AOI sofre um transitório rápido no momento da redução da ordem de corrente, mas rapidamente atinge um valor de regime permanente. No PSCAD, existe o circuito de disparo, que provoca um erro entre os ângulos de disparo comandados e medidos. Estes erros em condições transitórias são comprovadamente mais significativos. Estes erros acabam provocando as diferenças nas tensões CC, e na corrente que são reinjetadas nas malhas de controle, provocando esta diferença na variável AOI.

A Figura 89 mostra que na simulação de redução de 10% na ordem de corrente, o ângulo de extinção (γ) da estação inversora, no ANATEM, apresenta um comportamento similar ao verificado na simulação em PSCAD.

A Figura 90 mostra que na simulação de redução de 10% na ordem de corrente, a tensão CA da barra da estação retificadora apresenta no ANATEM, um comportamento ligeiramente diferente, devidos as diferenças nas tensões CC.

A Figura 91 mostra que na simulação de redução de 10% na ordem de corrente, a tensão CA da barra da estação inversora apresenta no ANATEM, um comportamento ligeiramente diferente, devidos as diferenças nas tensões CC.

É possível observar nas curvas da Seção 4.4.4, desde a Figura 82 até a Figura 91 que algumas condições transitórias muito rápidas são descartadas na simulação em ANATEM e isso também causa ligeiras diferenças observadas.

As tensões CC nas estações retificadora e inversora e o sinal AOI, vistos respectivamente nas Figuras 84 e 88 são as variáveis que têm o comportamento mais diferente nos dois programas.

A maior parte das diferenças observadas se deve ao erro entre os ângulos de disparo comandados e medidos que ocorre no PSCAD. Estes já foram explicados na Seção 4.4.3 e também serão mencionados nesta Seção.

Pode-se perceber nas Figuras 80 e 81, um erro entre o AOR e AOI – ângulos de disparo comandados e os ângulos de disparos medidos nas estações conversoras no PSCAD. Este erro, maior em condições transitórias, acaba causando estas diferenças entre as simulações no PSCAD e no ANATEM, já que no ANATEM, o mesmo ângulo comandado, é o medido na conversora.

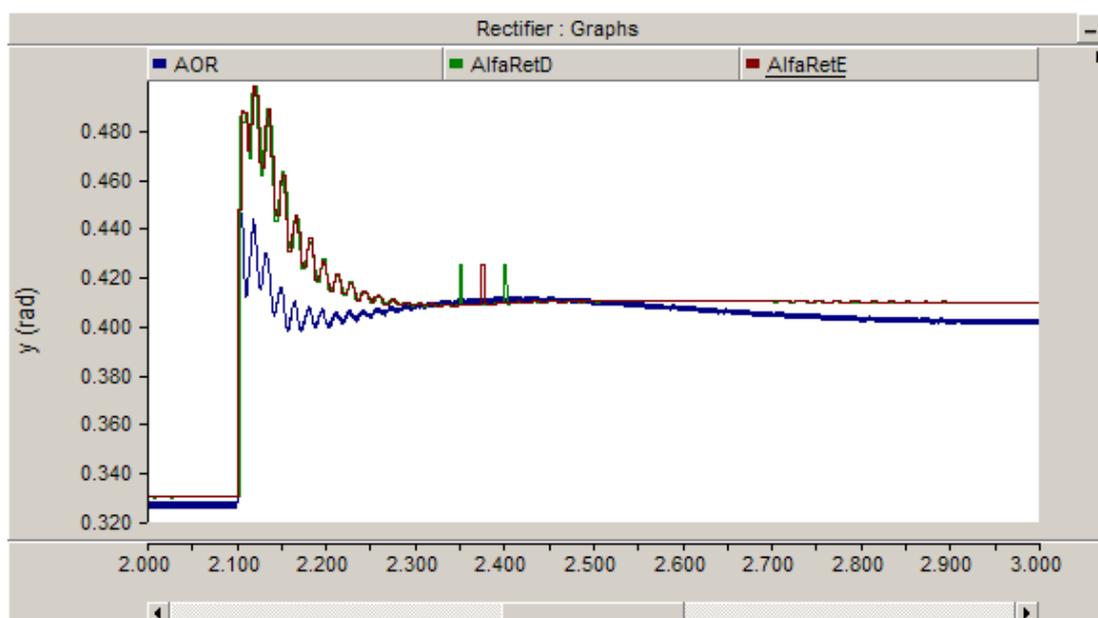


Figura 80 – Comparação entre os ângulos de disparo comandados e medidos na estação retificadora, no PSCAD – Redução de 10% na Ordem de Corrente

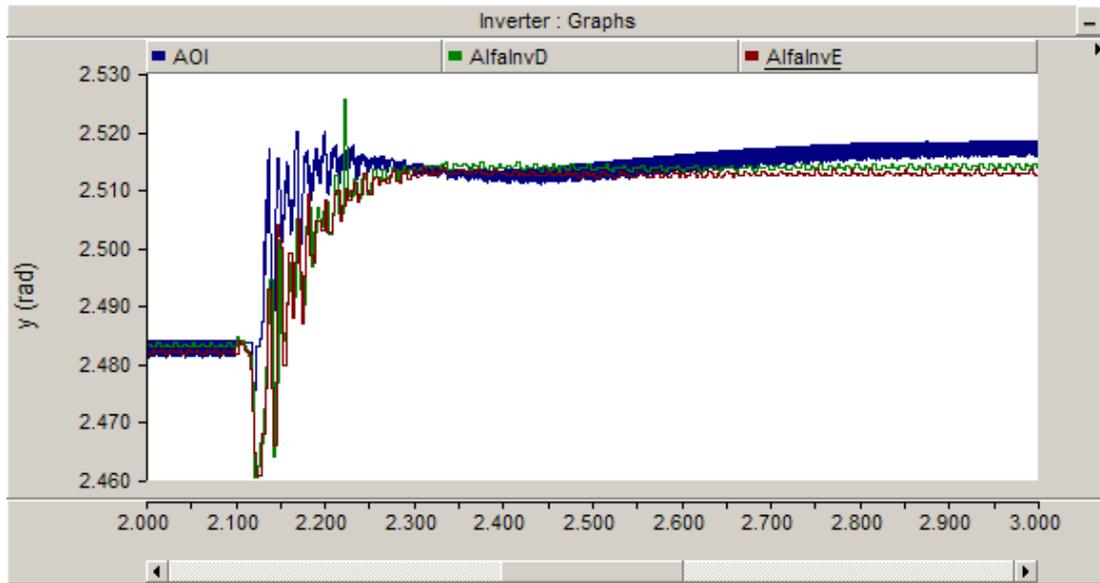


Figura 81 – Comparação entre os ângulos de disparo comandados e medidos na estação inversora, no PSCAD – Redução de 10% na Ordem de Corrente

Como pode-se perceber na Figura 80, o ângulo de disparo medido é superior ao comandado (AOR), o que justifica, no PSCAD, a maior queda na tensão e potência CC na retificadora, no momento da redução da ordem de corrente. A tensão CC na estação retificadora é proporcional ao cosseno do ângulo de disparo (α) como pode ser visto na equação (4.3).

$$Vd_r = \frac{3\sqrt{2}}{\pi} E_r \cos(\alpha) - \frac{3}{\pi} X_{cr} I_d \quad (4.3)$$

Como pode-se perceber na Figura 81, o ângulo de disparo (α) medido é inferior ao comandado (AOI), o que justifica, no PSCAD, a maior queda na tensão e potência CC na retificadora, no momento da redução da ordem de corrente. A tensão CC na estação inversora é inversamente proporcional ao cosseno do ângulo de disparo (α) como pode ser visto na equação (4.4).

$$\begin{aligned} Vd_i &= \frac{3\sqrt{2}}{\pi} E_i \cos(\gamma) - \frac{3}{\pi} X_{ci} I_d \\ Vd_i &= \frac{3\sqrt{2}}{\pi} E_i \cos[180 - (\alpha + \mu)] - \frac{3}{\pi} X_{ci} I_d \\ Vd_i &= -\frac{3\sqrt{2}}{\pi} E_i \cos(\alpha + \mu) - \frac{3}{\pi} X_{ci} I_d \end{aligned} \quad (4.4)$$

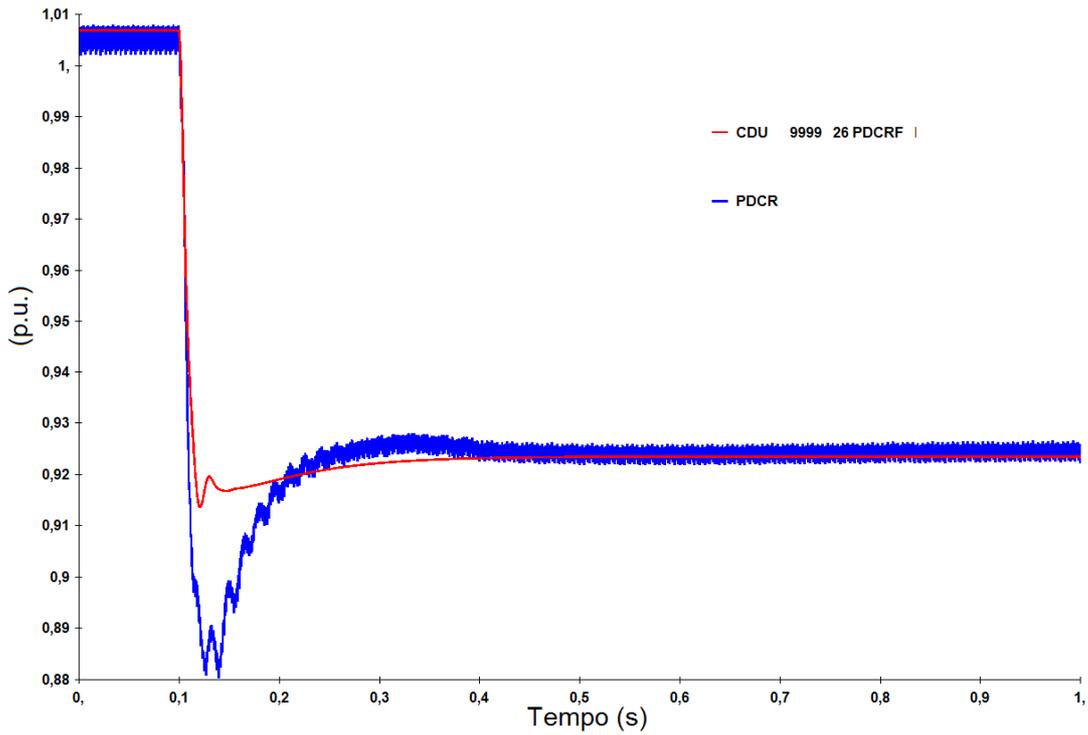


Figura 82 – Comparação entre a Potência Ativa em p.u. na estação retificadora no ANATEM (curva vermelha) e no PSCAD (curva azul)

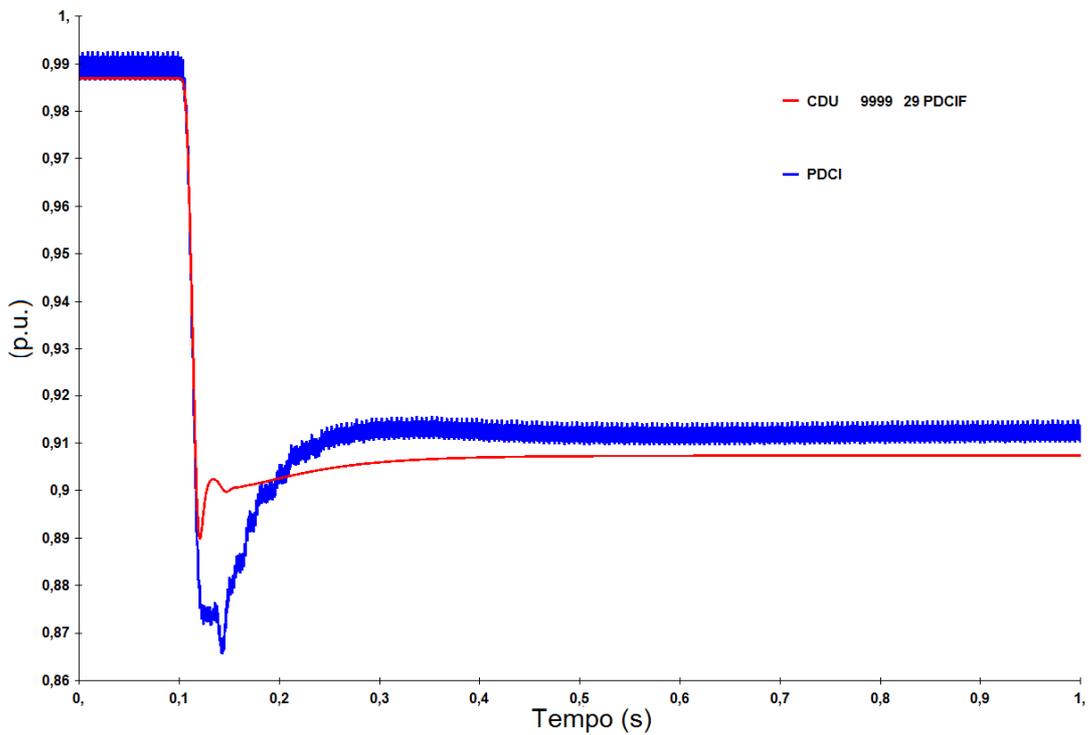


Figura 83 – Comparação entre a Potência Ativa em p.u. na estação inversora no ANATEM (curva vermelha) e no PSCAD (curva azul)

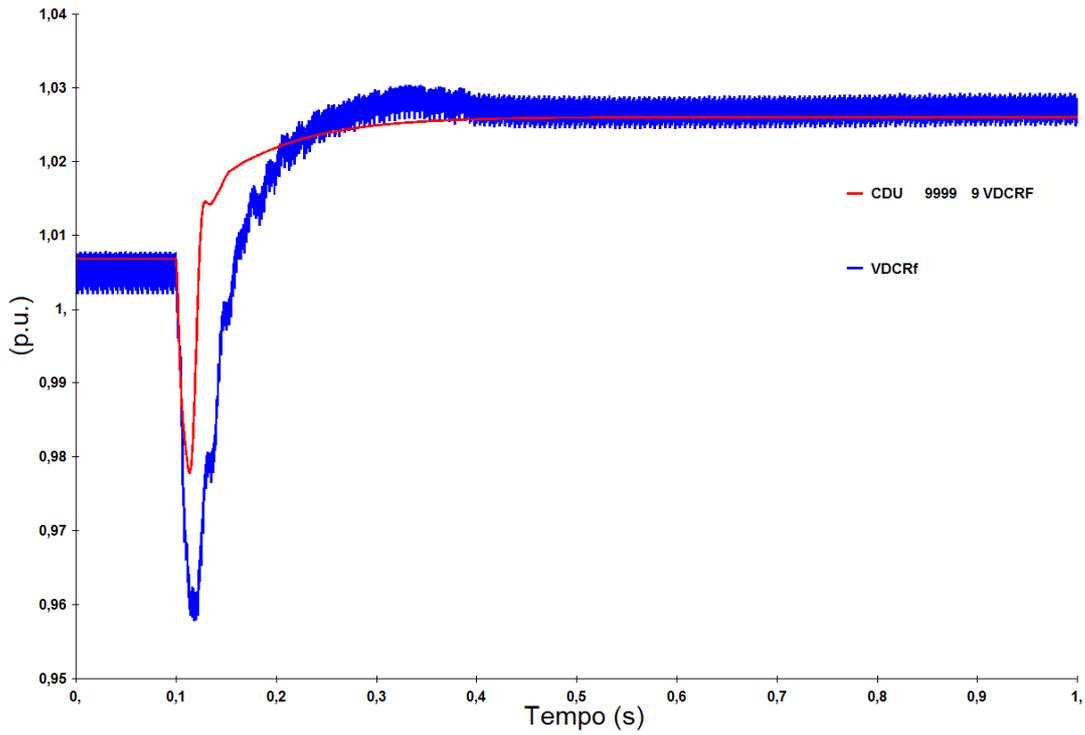


Figura 84 – Comparação entre a Tensão CC em p.u. na estação retificadora no ANATEM (curva vermelha) e no PSCAD (curva azul)

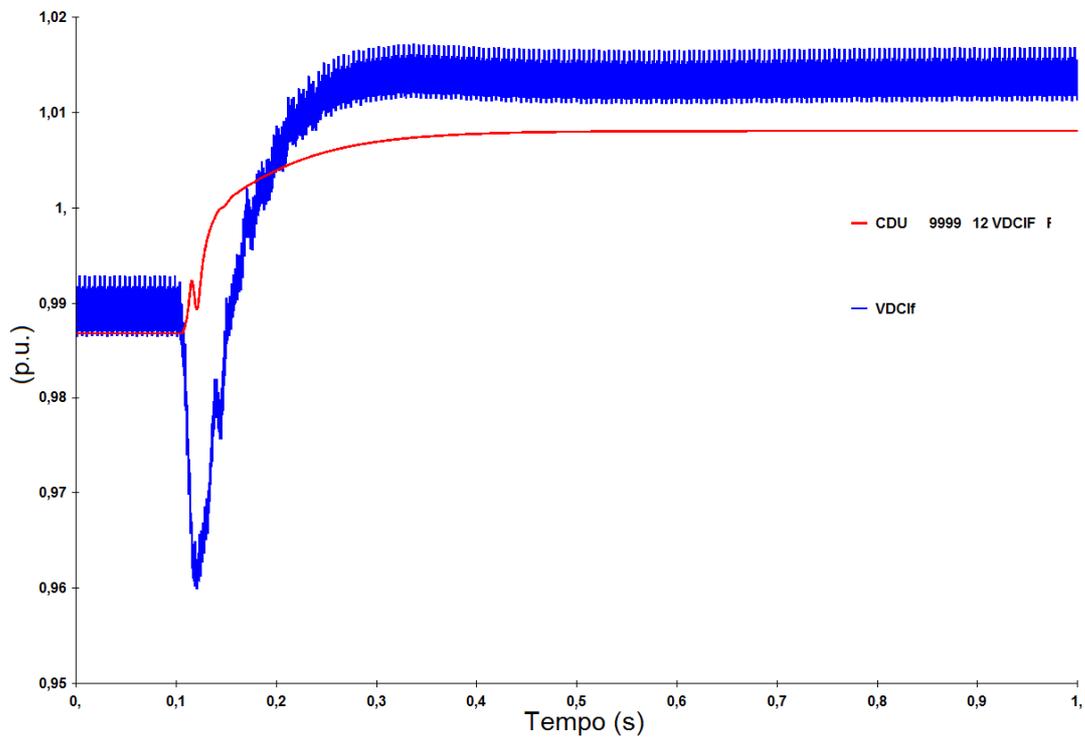


Figura 85 – Comparação entre a Tensão CC em p.u. na estação inversora no ANATEM (curva vermelha) e no PSCAD (curva azul)

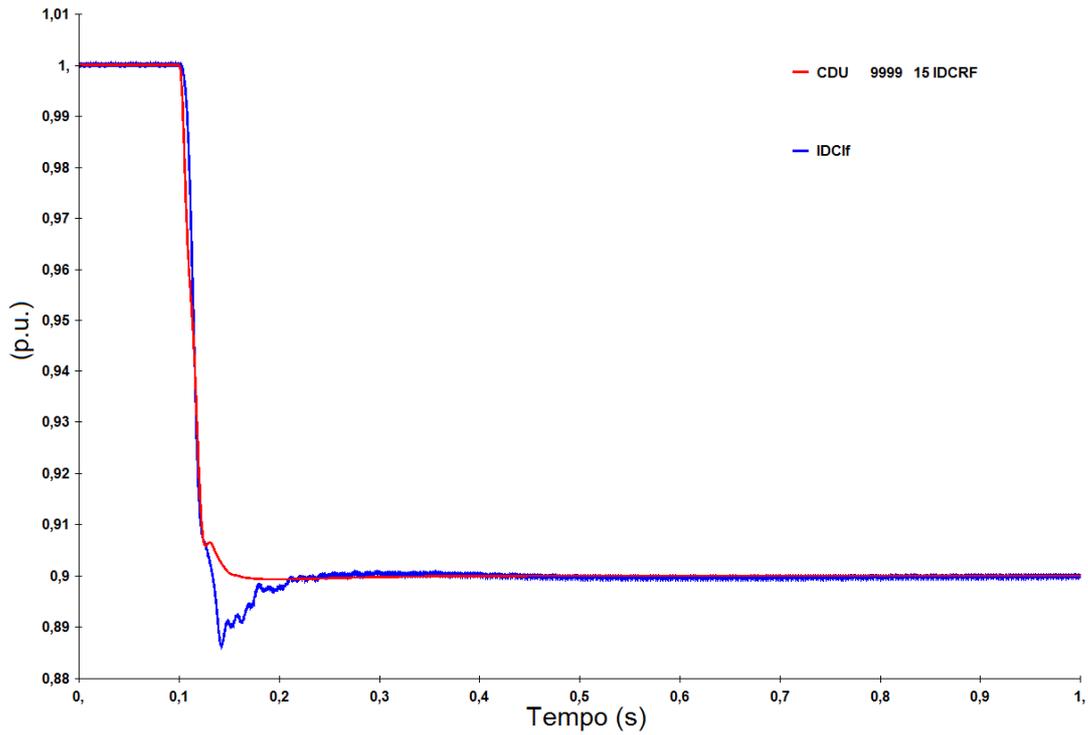


Figura 86 – Comparação entre a corrente na linha CC em p.u. no ANATEM (curva vermelha) e no PSCAD (curva azul)

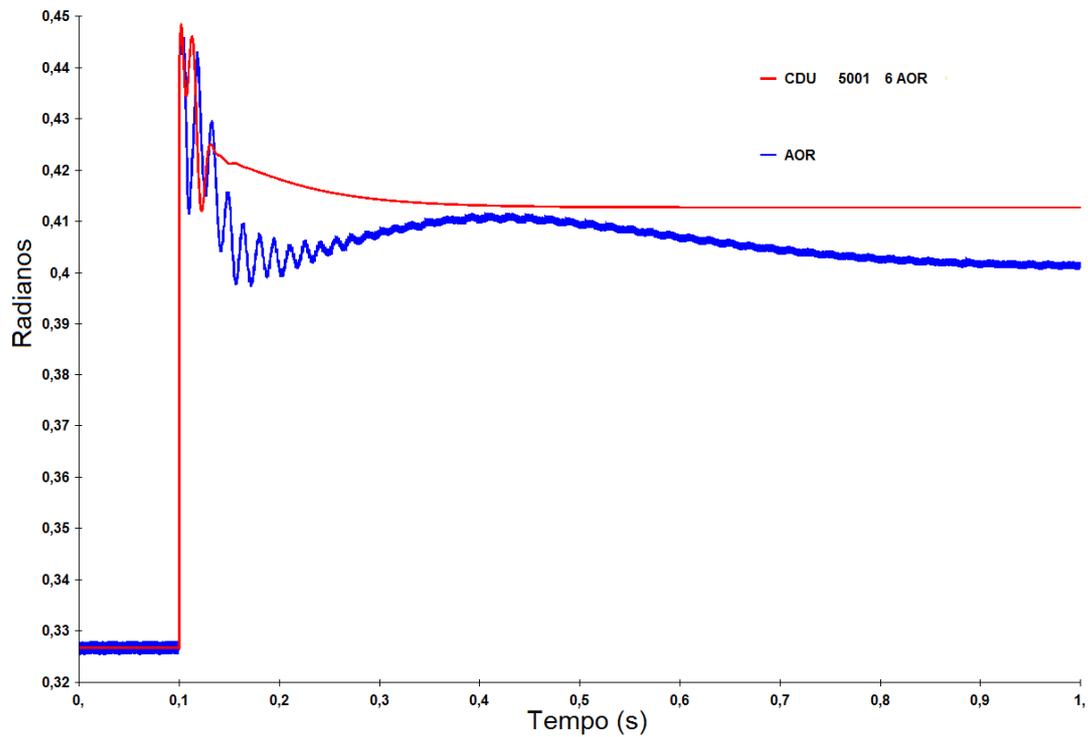


Figura 87 – Comparação entre o sinal AOR em radianos que sai da malha de controle da estação retificadora no ANATEM (curva vermelha) e no PSCAD (curva azul)

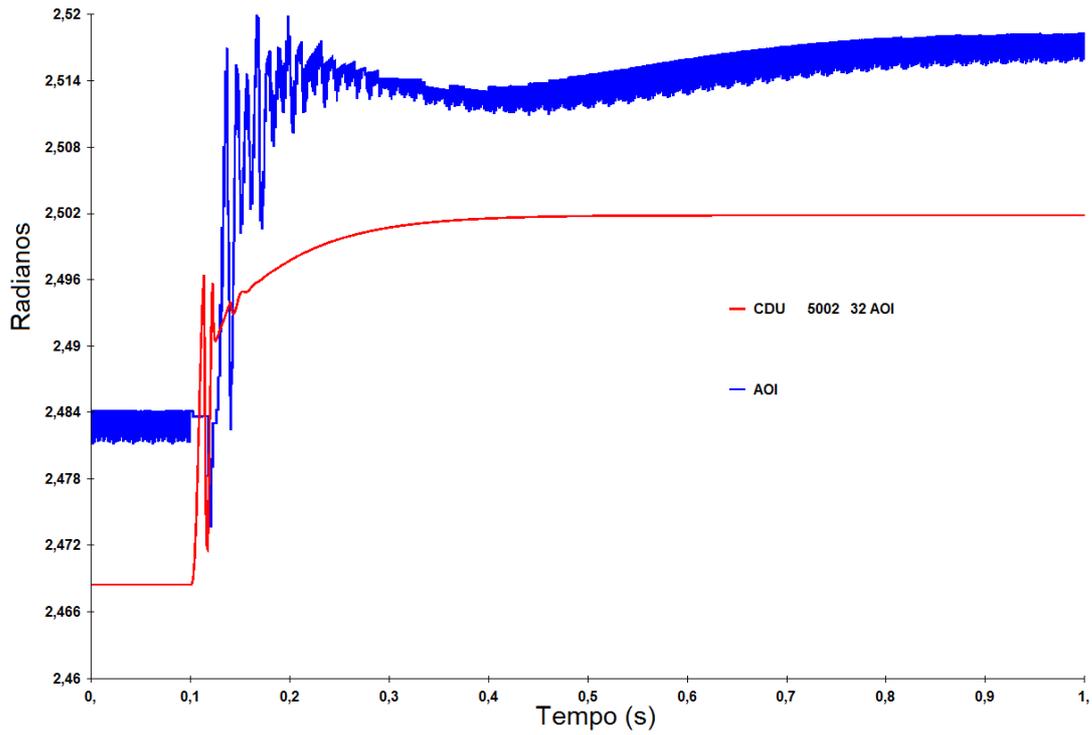


Figura 88 – Comparação entre o sinal AOI em radianos que sai da malha de controle da estação inversora no ANATEM (curva vermelha) e no PSCAD (curva azul)

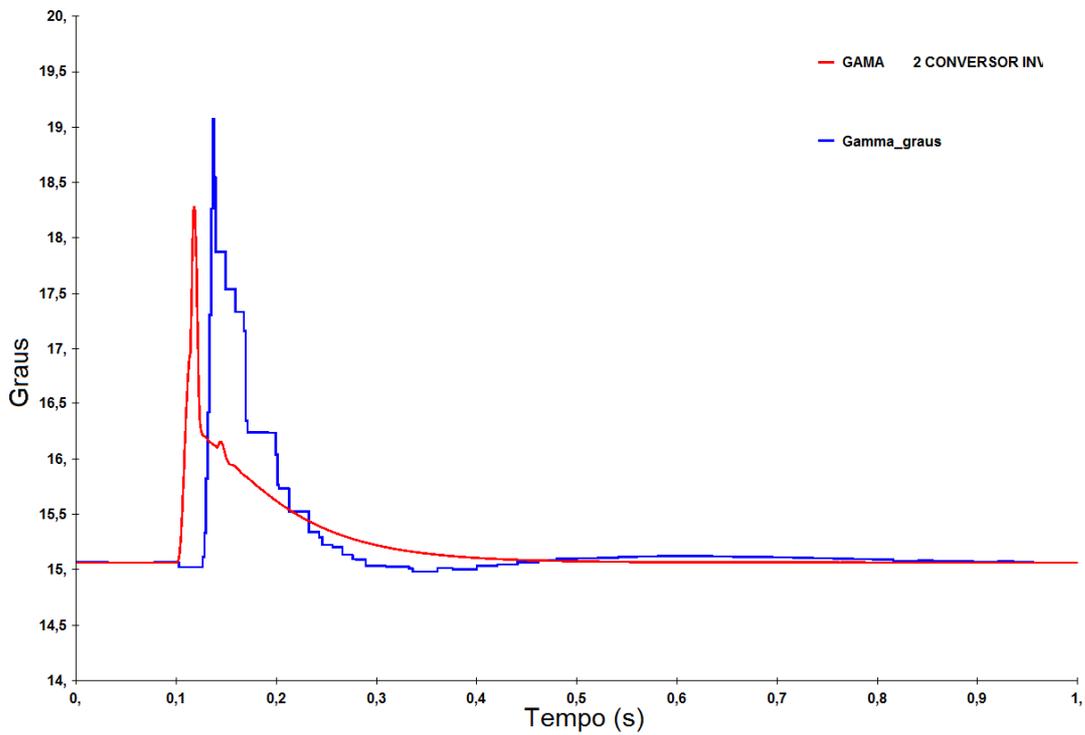


Figura 89 – Comparação entre o ângulo de extinção (γ) em graus no ANATEM (curva vermelha) e no PSCAD (curva azul)

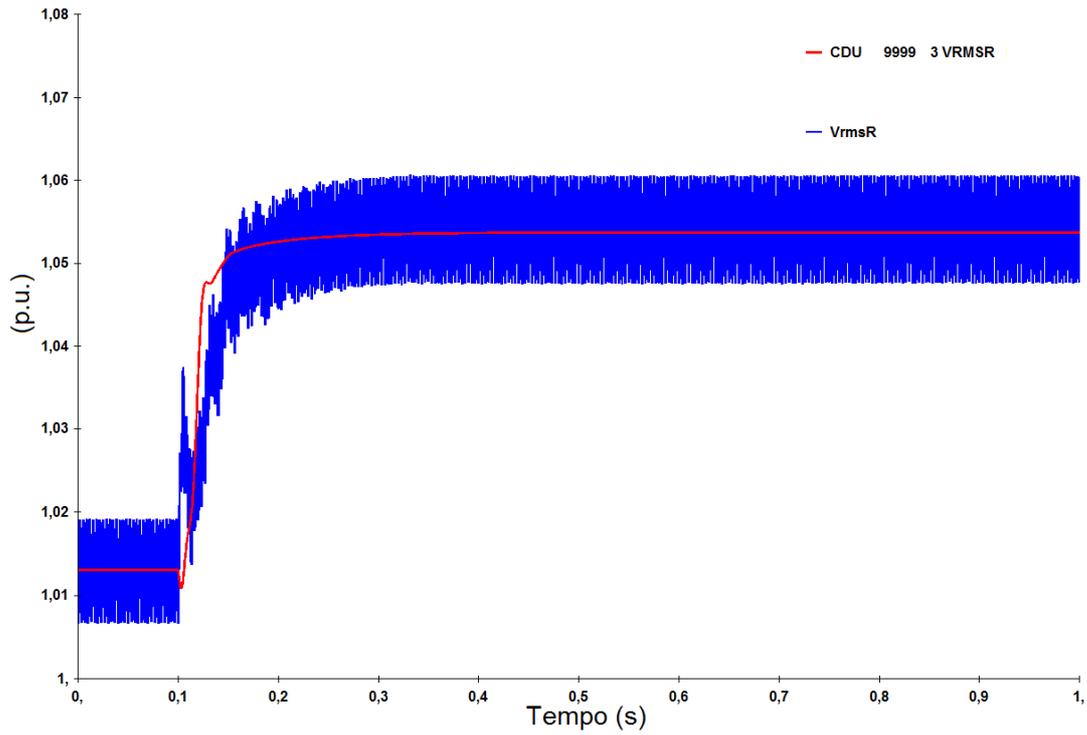


Figura 90 – Comparação entre as Tensões CA em p.u. na estação retificadora no ANATEM (curva vermelha) e no PSCAD (curva azul)

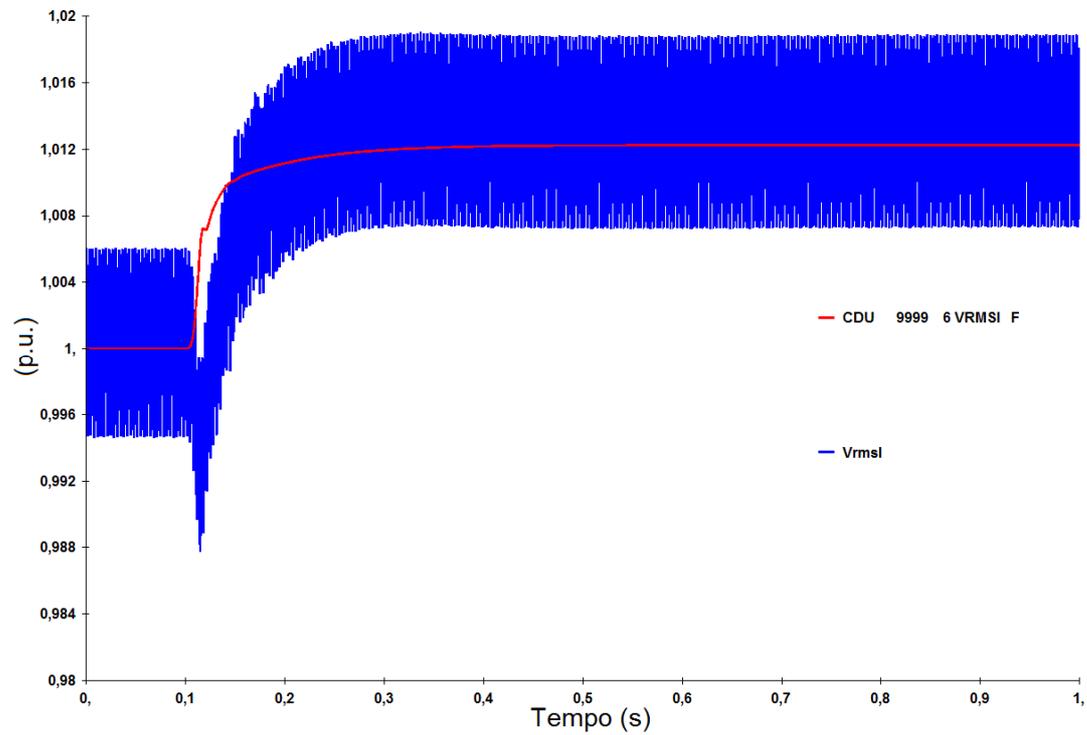


Figura 91 – Comparação entre as Tensões CA em p.u. na estação inversora no ANATEM (curva vermelha) e no PSCAD (curva azul)

4.4.5 Curto-circuito Trifásico

Se nas simulações de regime permanente e redução de 10% na ordem de corrente já ocorrem algumas diferenças inerentes ao circuito de disparo e local de medição da tensão das pontes conversoras, era esperado que a simulação de curto-circuito trifásico, que é um defeito bastante severo, apresentasse diferenças mais significativas, como foi o caso.

A Figura 94 mostra que na simulação de curto-circuito trifásico, a potência ativa na estação retificadora no ANATEM apresenta um comportamento similar ao verificado na simulação em PSCAD, embora o processo de recuperação da potência transmitida aconteça mais rapidamente no ANATEM. Isto se deve às diferenças verificadas nas tensões CC que se devem ao erro entre os ângulos de disparo comandados e medidos explicados na Seção 4.4.3 e também mencionados nesta Seção.

A Figura 95 mostra que na simulação de curto-circuito trifásico, a potência ativa na estação inversora no ANATEM apresenta um comportamento similar ao verificado na simulação em PSCAD, embora o processo de recuperação da potência transmitida aconteça mais rapidamente no ANATEM. Isto se deve às diferenças verificadas nas tensões CC que se devem ao erro entre os ângulos de disparo comandados e medidos explicados na Seção 4.4.3 e também mencionados nesta Seção.

A Figura 96 mostra que na simulação de curto-circuito trifásico, a tensão CC na estação retificadora no ANATEM apresenta um comportamento similar ao verificado na simulação em PSCAD, embora o processo de recuperação da tensão CC aconteça mais rapidamente no ANATEM. Isto se deve ao erro entre os ângulos de disparo comandados e medidos explicados na Seção 4.4.3 e também mencionados nesta Seção.

A Figura 97 mostra que na simulação de curto-circuito trifásico, a tensão CC na estação inversora no ANATEM apresenta um comportamento similar ao verificado na simulação em PSCAD, embora o processo de recuperação da tensão CC aconteça mais rapidamente no ANATEM. Isto se deve ao erro entre os ângulos de disparo comandados e medidos explicados na Seção 4.4.3 e também mencionados nesta Seção.

A Figura 98 mostra que na simulação de curto-circuito trifásico, a corrente na linha CC ANATEM apresenta um comportamento similar ao verificado na simulação em PSCAD, embora neste, ela atinja um valor maior no momento do defeito.

A Figura 99 mostra na simulação de curto-circuito trifásico, a variável AOR, que representa o valor do ângulo de disparo calculado pela malha de controle da estação retificadora, no ANATEM apresenta um comportamento diferente ao verificado na simulação em PSCAD. No ANATEM a variável AOR sofre um transitório rápido no momento do defeito, mas rapidamente atinge um valor de regime permanente. No PSCAD, existe o circuito de disparo, que provoca um erro entre os ângulos de disparo comandados e medidos. Estes erros em condições transitórias são comprovadamente mais significativos. Estes erros acabam provocando as diferenças nas tensões CC, e na corrente que são reinjetadas nas malhas de controle, provocando esta diferença na variável AOR.

A Figura 100 mostra que simulação de curto-circuito trifásico, a variável AOI, que representa o valor do ângulo de disparo calculado pela malha de controle da estação inversora, apresenta um comportamento diferente no ANATEM do que o verificado na simulação em PSCAD. Os valores em regime permanente já iniciam com valores diferentes como foi visto na Seção 4.4.3. No ANATEM a variável AOI sofre um transitório rápido no momento do defeito, mas rapidamente atinge um valor de regime permanente. No PSCAD, existe o circuito de disparo, que provoca um erro entre os ângulos de disparo comandados e medidos. Estes erros em condições transitórias são comprovadamente mais significativos. Estes erros acabam provocando as diferenças nas tensões CC, e na corrente que são reinjetadas nas malhas de controle, provocando esta diferença na variável AOI.

A Figura 101 mostra que na simulação de curto-circuito trifásico, o ângulo de extinção (γ) da estação inversora, no ANATEM, apresenta um comportamento similar ao verificado na simulação em PSCAD, embora no momento da extinção do defeito ele varia instantaneamente de 0° a $73,2^\circ$ enquanto que na simulação em PSCAD, o aumento de o ângulo de extinção (γ) não acontece de maneira instantânea, evitando assim que atinja valor tão alto, quanto na simulação do ANATEM. A recuperação do ângulo de extinção (γ) também é influenciada pelo erro entre os ângulos de disparo comandados e medidos existente no PSCAD. Estes erros em condições transitórias são comprovadamente mais significativos. Estes erros acabam provocando as diferenças nas tensões CC, e na corrente que são reinjetadas nas malhas de controle, provocando esta diferença no controle do ângulo de extinção.

A Figura 102 mostra que na simulação de curto-circuito trifásico, a tensão CA da barra da estação retificadora apresenta no ANATEM, um comportamento ligeiramente diferente, devidos as diferenças nas tensões CC.

A Figura 103 mostra que na simulação de curto-circuito trifásico, a tensão CA da barra da estação inversora apresenta no ANATEM, um comportamento ligeiramente diferente, devidos as diferenças nas tensões CC.

Conforme pôde-se ver nos resultados na Seção 4.4.5, desde a Figura 94 até a Figura 103 existem diferenças entre os resultados nos dois programas.

O mesmo erro mencionado na Seção 4.4.3 pode ser percebido nas Figuras 92 e 93. Este erro, maior em condições transitórias, acaba causando estas diferenças entre as simulações no PSCAD e no ANATEM, já que no ANATEM, o mesmo ângulo comandado, é o medido na conversora.

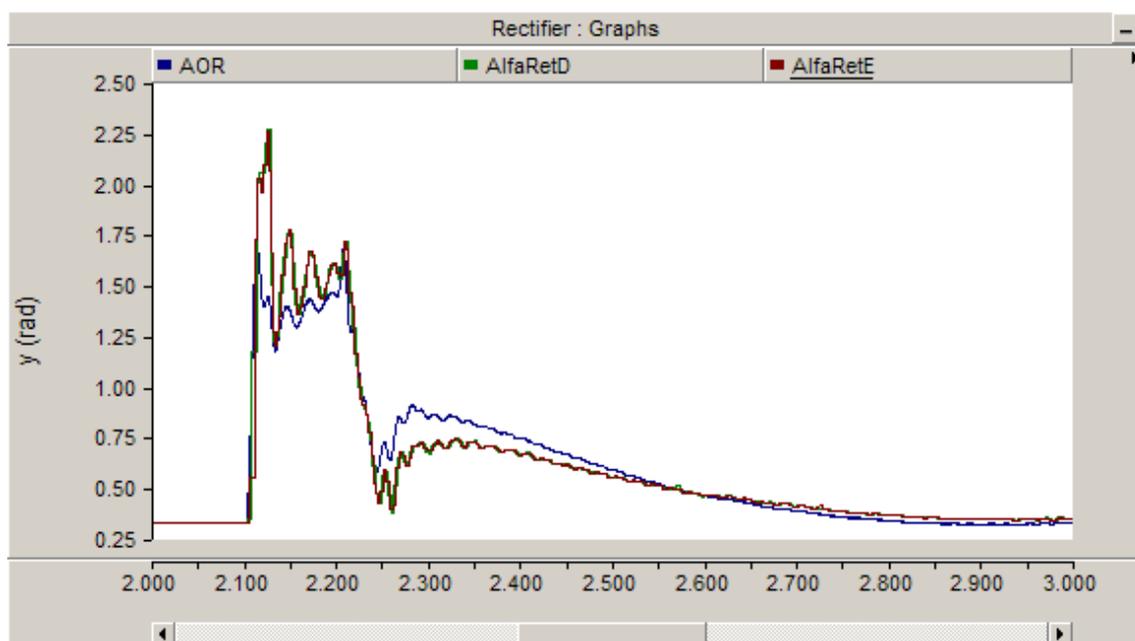


Figura 92 – Comparação entre os ângulos de disparo comandados e medidos na estação retificadora, no PSCAD – Curto-circuito trifásico na estação inversora

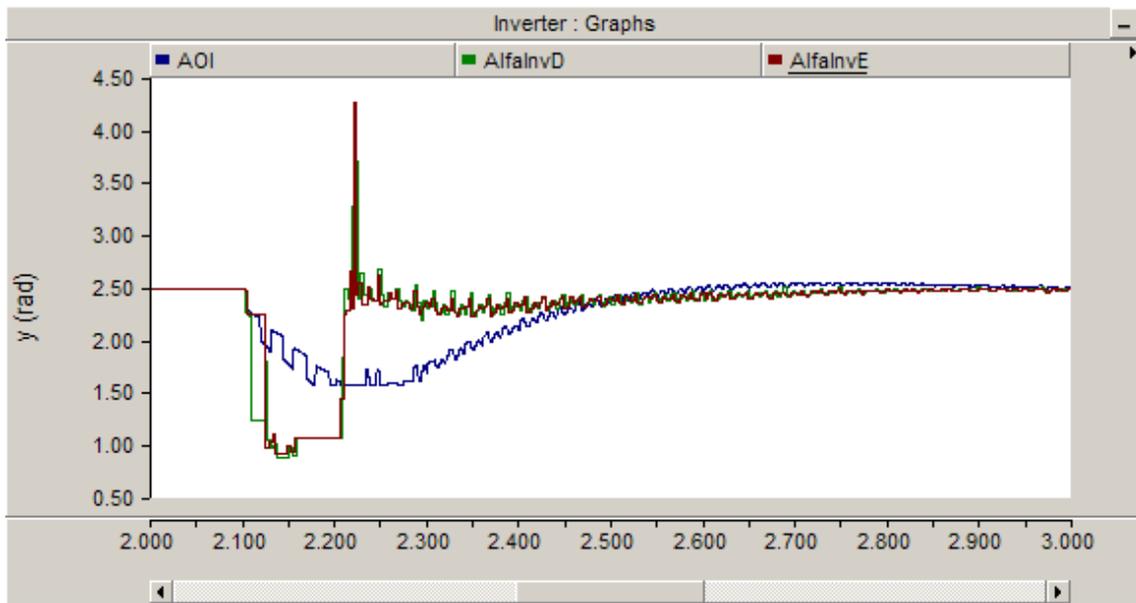


Figura 93 – Comparação entre os ângulos de disparo comandados e medidos na estação inversora, no PSCAD – Curto-circuito trifásico na estação inversora

As diferenças encontradas são inerentes à natureza de simulação dos dois programas, e não puderam ser evitadas. A presença de um circuito de disparo no PSCAD cria diferenças nos ângulos de disparo e extinção das pontes conversoras, que afetam todas as variáveis de interesse medidas. Este circuito de disparo depende das tensões das fases a, b e c e também dos ângulos entre as fases, como pode ser visto na Figura 70. Como no ANATEM só existe tensão de sequência positiva e não existe a representação das válvulas, este circuito de disparo não pode ser desenvolvido no ANATEM e por isso ocorreram as diferenças observadas.

Entretanto, apesar das diferenças significativas encontradas nesta simulação, é possível encontrar uma coerência no comportamento das curvas em ambos os programas testados.

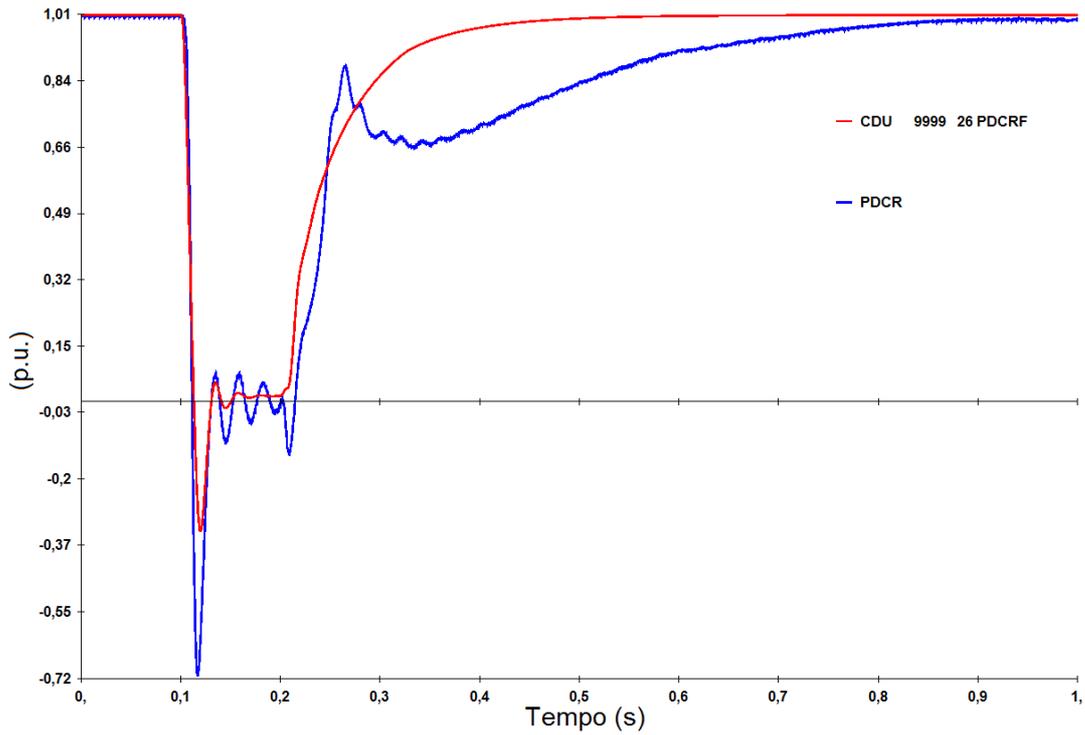


Figura 94 – Comparação entre a Potência Ativa em p.u. na estação retificadora no ANATEM (curva vermelha) e no PSCAD (curva azul)

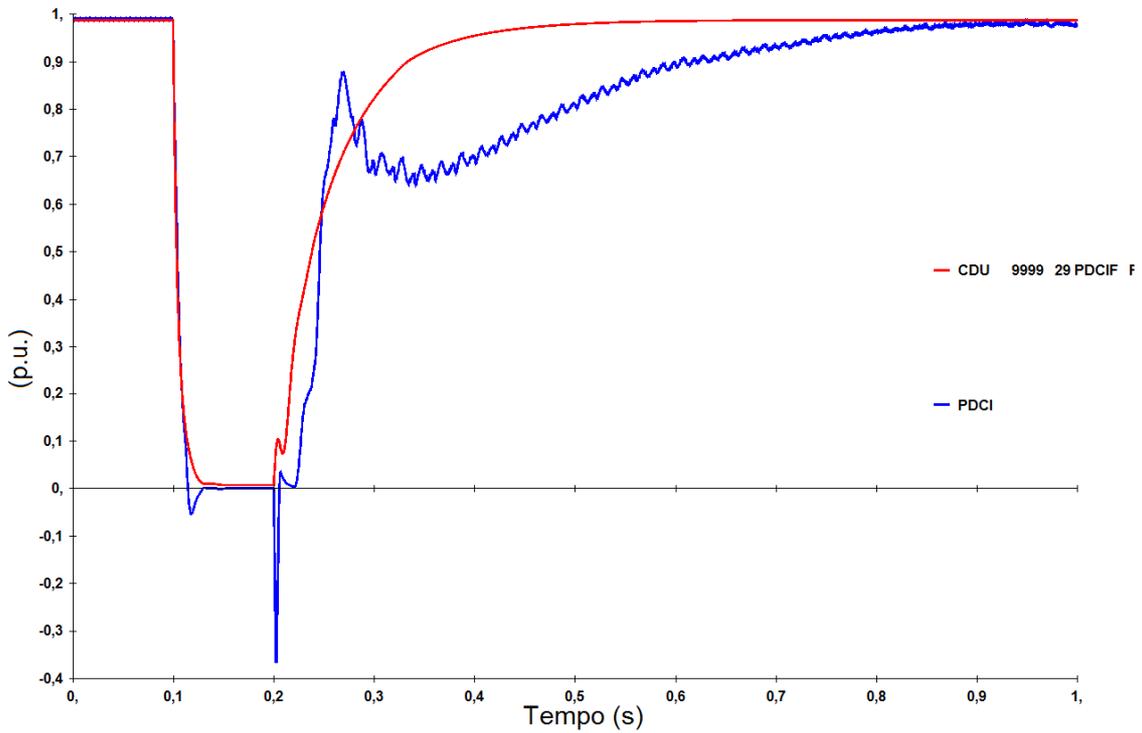


Figura 95 – Comparação entre a Potência Ativa em p.u. na estação inversora no ANATEM (curva vermelha) e no PSCAD (curva azul)

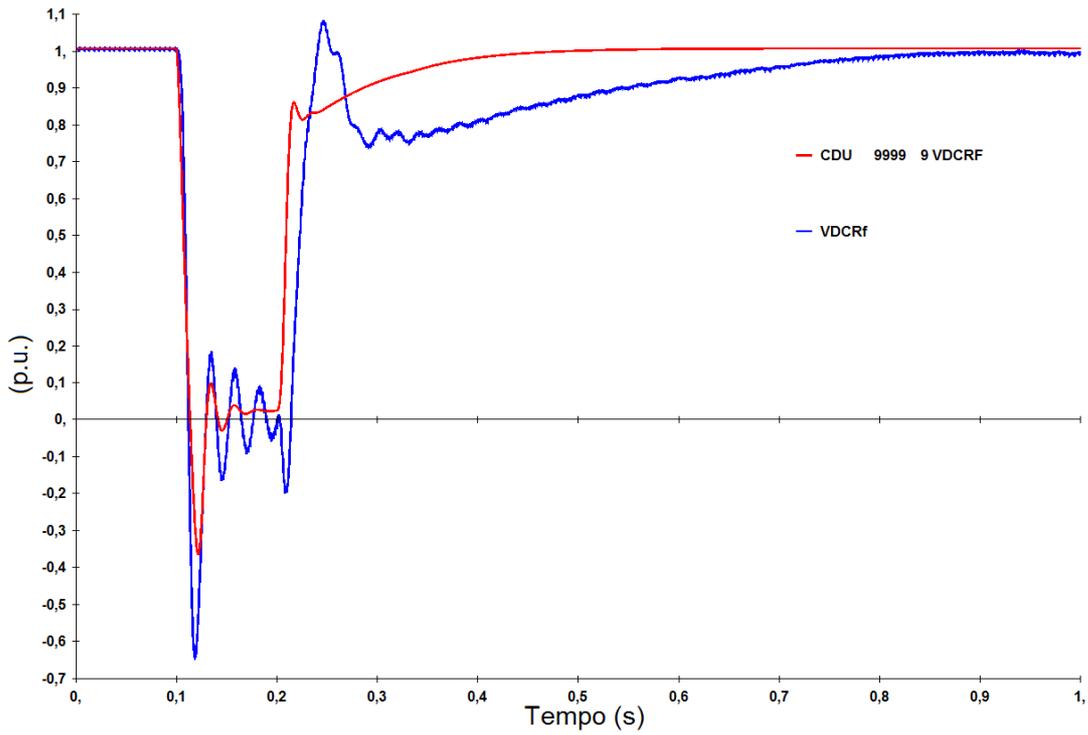


Figura 96 – Comparação entre a Tensão CC em p.u. na estação retificadora no ANATEM (curva vermelha) e no PSCAD (curva azul)

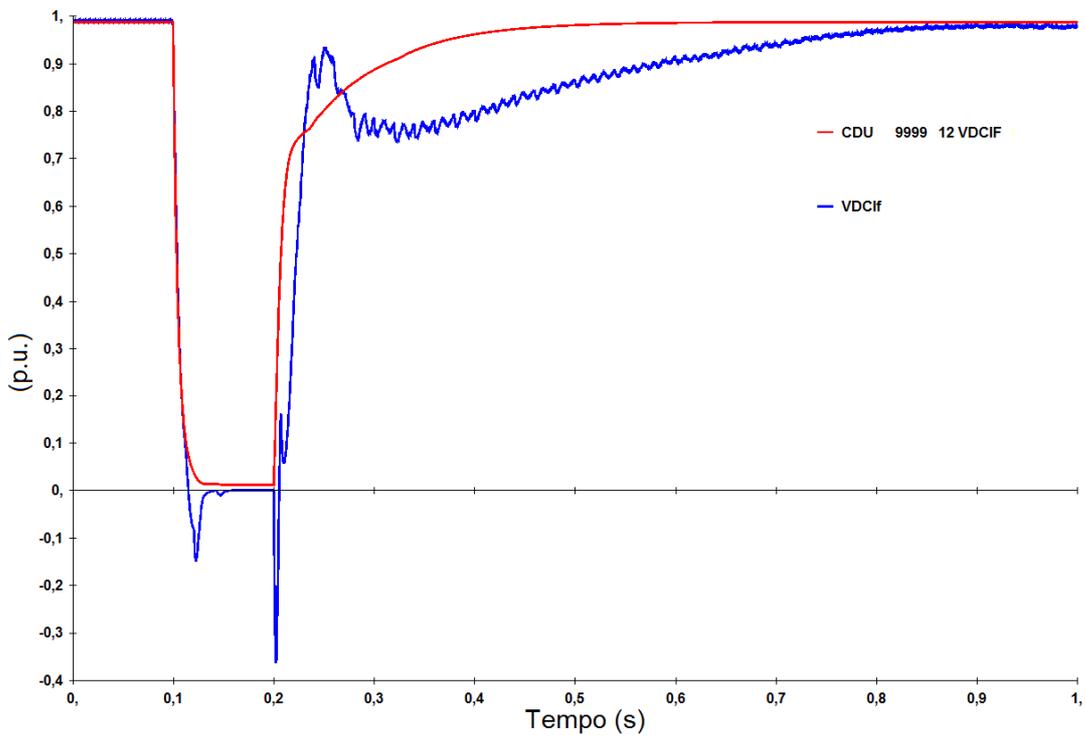


Figura 97 – Comparação entre a Tensão CC em p.u. na estação inversora no ANATEM (curva vermelha) e no PSCAD (curva azul)

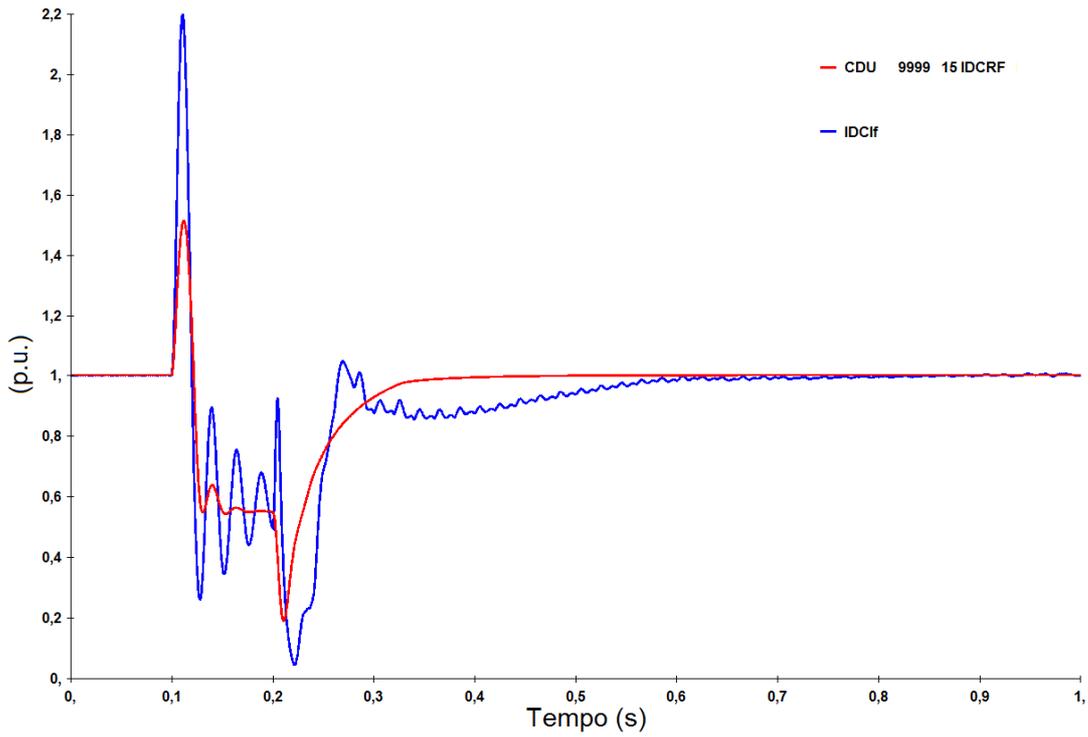


Figura 98 – Comparação entre a corrente na linha CC em p.u. no ANATEM (curva vermelha) e no PSCAD (curva azul)

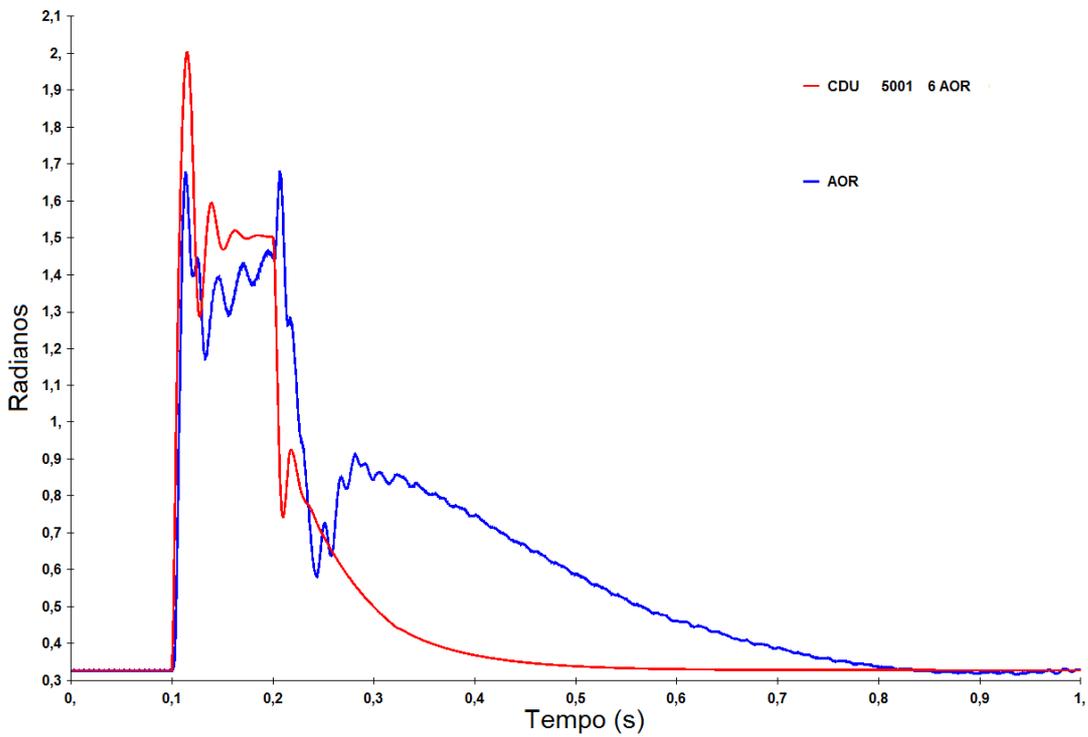


Figura 99 – Comparação entre o sinal AOR em radianos que sai da malha de controle da estação retificadora no ANATEM (curva vermelha) e no PSCAD (curva azul)

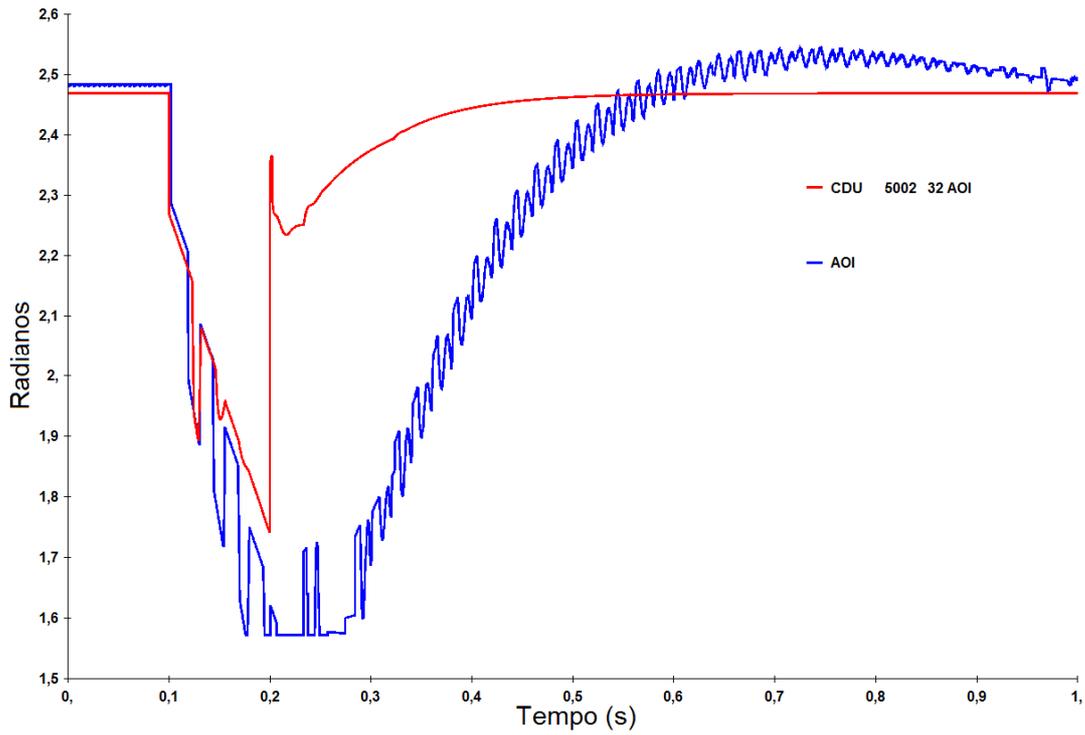


Figura 100 – Comparação entre o sinal AOI em radianos que sai da malha de controle da estação inversora no ANATEM (curva vermelha) e no PSCAD (curva azul)

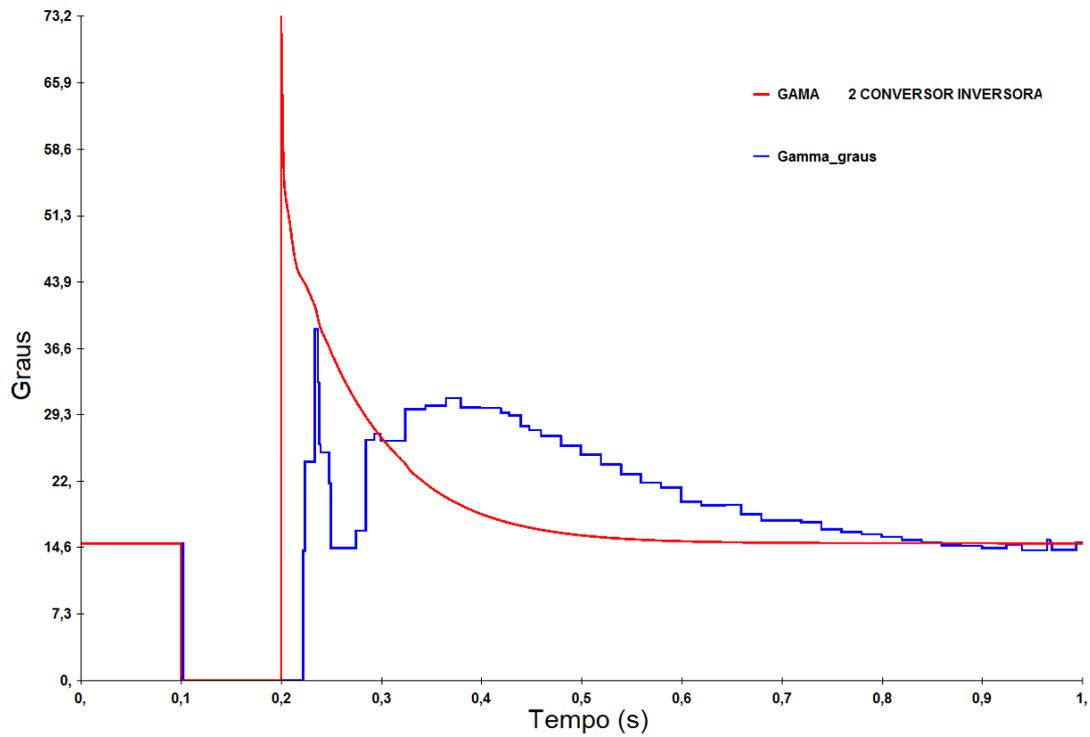


Figura 101 – Comparação entre o ângulo de extinção (γ) em graus no ANATEM (curva vermelha) e no PSCAD (curva azul)

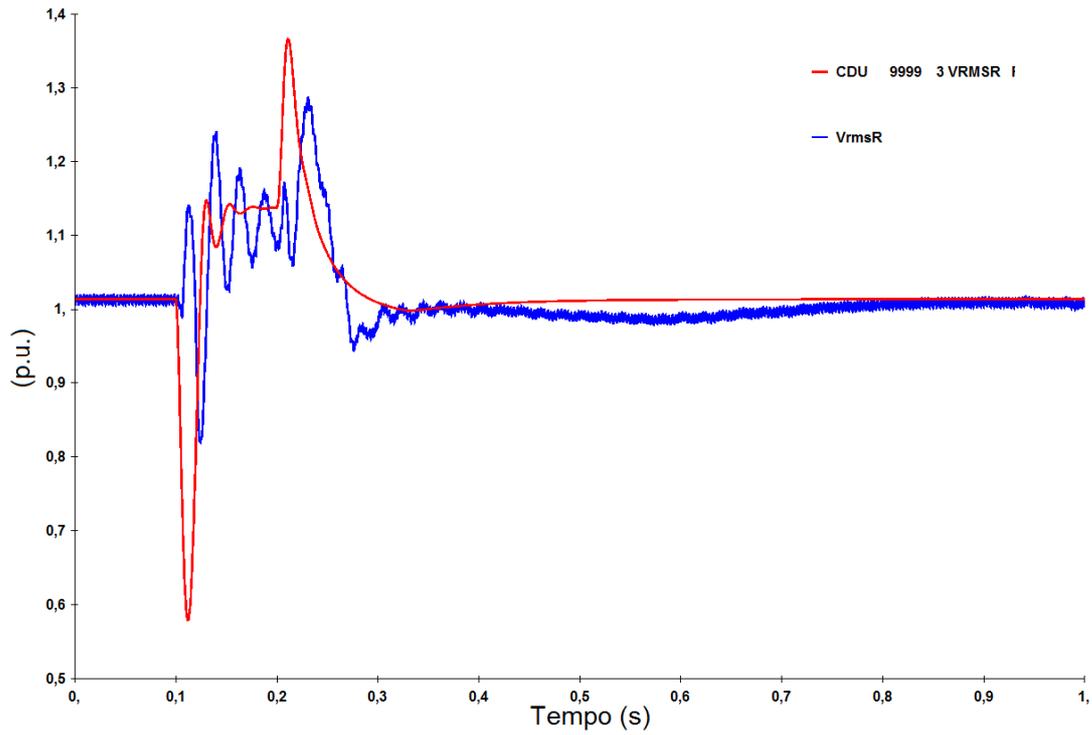


Figura 102 – Comparação entre a Tensão CA em p.u. na estação retificadora no ANATEM (curva vermelha) e no PSCAD (curva azul)

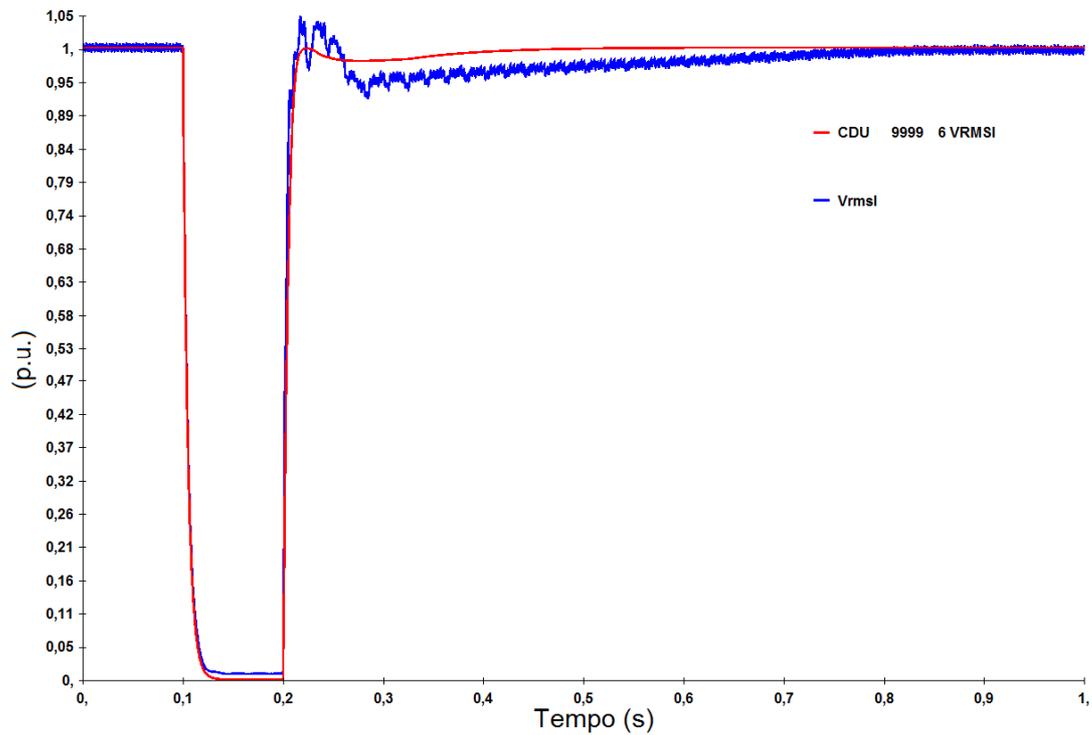


Figura 103 – Comparação entre a Tensão CA em p.u. na estação inversora no ANATEM (curva vermelha) e no PSCAD (curva azul)

4.5 Resumo do Capítulo

Neste Capítulo foi apresentada com detalhes como foi conduzida a modelagem do sistema *benchmark* do CIGRÉ no ANATEM. Foi apresentado o modelo *benchmark* do CIGRÉ para o PSCAD. Foi explicado como se deu o processo de montagem do modelo e também como foram feitos os testes para a validação deste modelo. Foram apresentados os resultados da validação dos testes em malha aberta e malha fechada.

Os resultados do teste em malha aberta permitiram verificar a forma correta de modelar um bloco PI no ANATEM para que ele seja equivalente ao bloco PI do PSCAD.

Os resultados do teste em malha fechada permitiram verificar que existe um elemento no PSCAD que causa diferenças significativas nas simulações nos dois programas. Este elemento é o circuito de disparo que, conforme visto, causa um erro entre o ângulo comandado e o ângulo medido. Este erro é comprovadamente maior em condições transitórias.

Entretanto, apesar das diferenças significativas encontradas nos testes de malha fechada, foi possível encontrar uma coerência no comportamento das curvas em ambos os programas testados, em todas as simulações feitas.

No próximo Capítulo serão apresentadas as simulações de sistemas em configuração *DC Multi-Infeed*. Estas simulações terão como foco principal o fenômeno da falha de comutação e a recuperação da potência transmitida após esta falha. Será feita uma análise de sensibilidade dos principais índices explicados na Seção 3.2 e será constatado como esses índices influenciam no fenômeno da falha de comutação. Essa análise será conduzida no PSCAD e no ANATEM. No ANATEM será utilizado para as análises o modelo que foi testado e validado neste Capítulo.

5. Capítulo V – Simulações de Sistemas em Configuração *DC Multi-Infeed*

Neste capítulo serão apresentados os resultados das simulações realizadas com um sistema elétrico em situação de *DC Multi-Infeed*. O sistema teste é apresentado na Figura 104 e consiste de dois elos CC exatamente iguais ao elo validado no Capítulo 4, que têm as estações inversoras conectadas a barras CA que são interligadas por uma impedância (Z_{12}). Mais detalhes sobre este elo se encontram no Apêndice A.

O foco destas simulações será o fenômeno da falha de comutação e a recuperação da potência transmitida após a falha.

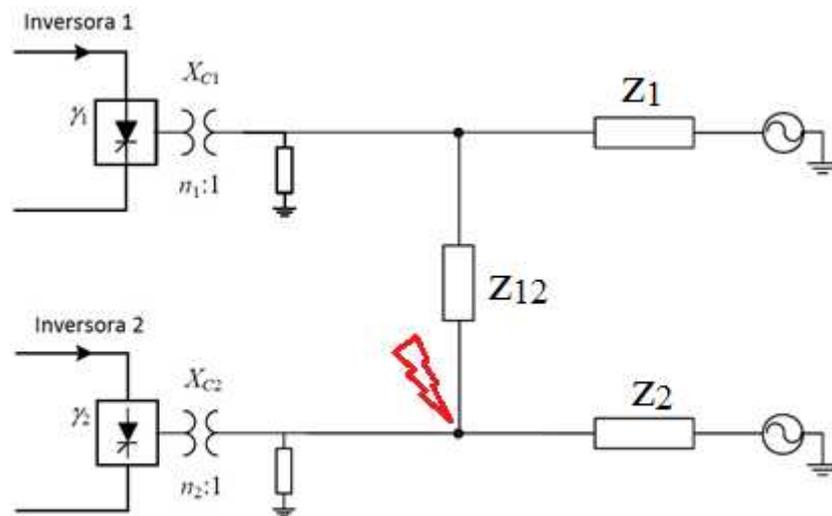


Figura 104 – Sistema teste para as simulações de *DC Multi-Infeed*

Os casos elaborados consistem de variações de parâmetros do sistema CA, da impedância de interligação e de parâmetros do sistema de controle (ordem do ângulo de extinção). Desta forma, pôde-se verificar o impacto desses parâmetros na recuperação da potência transmitida pelo elo CC após uma falha de comutação.

Em cada caso foi avaliada a sensibilidade de apenas um índice e as simulações foram efetuadas nos programas PSCAD e ANATEM para comparar como cada programa trata o fenômeno da falha de comutação e a sua recuperação.

Em todos os casos, o defeito analisado foi um curto-circuito trifásico com duração de 100 ms através de com uma impedância muito baixa ($0,1 \Omega$). O defeito foi aplicado na barra CA da estação inversora 2. Em todos os casos, a tensão nas barras CA das estações inversoras está sendo controlada em 1 p.u.

A Tabela 28 apresenta todos os casos utilizados para as simulações realizadas tanto no ANATEM como no PSCAD. Os cálculos de z_1 , z_2 e z_{12} são feitos a partir dos dados de ESCR, Pdc e MIIF. Estes cálculos são feitos a partir de uma rotina desenvolvida em MATLAB que se encontra no Apêndice D.

As figuras no decorrer desta Seção mostrarão a potência injetada pelos elos CC e as tensões CA nas barras das estações inversoras. Em alguns casos serão mostrados também os ângulos de extinção (γ).

Tabela 28 – Casos simulados no PSCAD e ANATEM

	Sensibilidade Estudada	ESCR 1 = ESCR 2	Pdc 1 = Pdc 2	MIIF12 = MIIF21	MESCR1 = MESCR2	$z_1 = z_2$ (p.u.)	z_{12} (p.u.)	fator aplicado em z_{12}	Ângulo de extinção (γ)
Caso 1	MIIF	5	1000	0,1	4,5455	0,1905	1,7594	-	15°
Caso 2		5	1000	0,25	4	0,2222	0,6665	-	15°
Caso 3		5	1000	0,6	3,125	0,2844	0,1896	-	15°
Caso 4	ESCR	5	1000	0,75	2,8571	0,3110	0,1037	-	15°
Caso 5		4	1000	0,75	2,2857	0,3782	0,1261	-	15°
Caso 6		3,5	1000	0,75	2,0000	0,4241	0,1414	-	15°
Caso 7		3	1000	0,75	1,7143	0,4825	0,1608	-	15°
Caso 8		2,5	1000	0,75	1,4286	0,5597	0,1866	-	15°
Caso 9		10	1000	0,75	5,7143	0,1647	0,0549	-	15°
Caso 10	z_{12}	4	1000	0,25	3,2000	0,2702	0,8105	1	15°
Caso 11		3,803	1000	0,2042	3,1813	0,2701	1,0530	1,30	15°
Caso 12		4,1642	1000	0,2942	3,2175	0,2701	0,6480	0,80	15°
Caso 13		4,5562	1000	0,4	3,2542	0,2701	0,4050	0,50	15°
Caso 14		5,1552	1000	0,5619	3,3005	0,2701	0,2106	0,26	15°
Caso 15		5,4792	1000	0,6495	3,3218	0,2701	0,1458	0,18	15°
Caso 16	Ângulo de extinção (γ)	5	1000	0,15	4,3478	0,2044	1,1581	-	15°
Caso 17		5	1000	0,15	4,3478	0,2044	1,1581	-	13°
Caso 18		5	1000	0,15	4,3478	0,2044	1,1581	-	18°

5.1 Simulações em PSCAD

5.1.1 Análise da Sensibilidade do Índice MIIF

Para a análise da sensibilidade do índice MIIF foram feitos três casos:

- Caso 1: ESCR1 = ESCR2 = 5, Pdc1=Pdc2=1000 MW, MIIF = 0,10;
- Caso 2: ESCR1 = ESCR2 = 5, Pdc1=Pdc2=1000 MW, MIIF = 0,25;
- Caso 3: ESCR1 = ESCR2 = 5, Pdc1=Pdc2=1000 MW, MIIF = 0,60.

Os casos foram construídos para que a única diferença entre eles fosse o índice MIIF entre as barras CA das estações inversoras. Para isso, através da rotina em MATLAB encontrada no Apêndice D, foram calculadas, z_1 , z_2 e z_{12} para que a relação Z_{12}/Z_{11} e Z_{21}/Z_{22} fossem iguais a 0,10, 0,25 e 0,6 para os casos 1, 2 e 3, respectivamente. As variáveis z_1 e z_2 e z_{12} são as impedâncias equivalentes do sistema CA e da impedância de interligação vista na Figura 104, enquanto Z_{11} , Z_{12} , Z_{21} , e Z_{22} são elementos da matriz Z_{barra} deste sistema teste. O índice MIIF é calculado através do método da Y_{barra} explicado na Seção 3.2.5. Estes valores foram escolhidos para que os índices MIIF se enquadrassem na classificação do CIGRÉ vista na Tabela 5, como potenciais de interação pequeno, moderado e alto.

A Figura 105 mostra que, no Caso 1, com baixa interação (MIIF = 0,10) entre os elos, houve falha de comutação no elo 2 no momento de aplicação da falta. Isso já era esperado, pois a tensão CA cai a zero não sendo possível a extinção das válvulas. Entretanto o elo 2 apresenta recuperação segura e confiável da sua potência transmitida, após a extinção da falta. No Caso 2 e no Caso 3, com interação moderada (MIIF = 0,25) e alta (MIIF = 0,6), respectivamente, houve a falha de comutação no elo 2 no momento de aplicação da falta e após a extinção da falta houve uma falha de comutação sucessiva. Isso se deve ao fato que como os MIIFs são maiores que no Caso 1, os MESCRs são menores que no Caso 1 facilitando a ocorrência desta falha de comutação sucessiva.

A Figura 106 mostra como foi o comportamento da potência transmitida pelo elo 1, cuja barra CA da estação inversora não foi aplicado o defeito. Caso 1, com baixa interação (MIIF = 0,10) entre os elos, houve falha de comutação no elo 1 no momento de aplicação da falta. Isso ocorreu, pois a tensão CA cai em torno de 10% o que já pode causar uma falha de comutação. Entretanto o elo 1 apresenta recuperação segura e confiável da sua potência transmitida, após a extinção da falta. No Caso 2, com interação moderada (MIIF = 0,25) houve falha de comutação no elo 1 no momento de aplicação da falta. Entretanto o elo 1 apresenta recuperação segura e confiável da sua potência transmitida, após a extinção da falta embora seja uma recuperação mais lenta do que no Caso 1. No Caso 3, com interação alta (MIIF = 0,6), houve a falha de comutação no elo 1 no momento de aplicação da falta e após a extinção da falta houve uma falha de comutação sucessiva. A falha de comutação sucessiva que ocorreu no elo 2 e sua súbita redução de potência associada causou uma falha de comutação sucessiva

no elo 1. Isso se deve ao fato de o MIIF no Caso 3 é bastante alto e a facilitando a ocorrência desta falha de comutação sucessiva no elo 1 no Caso 3.

A Figura 107 mostra a tensão CA na barra onde foi aplicado o defeito. Percebe-se que nos casos que tem moderada (MIIF = 0,25) e alta (MIIF = 0,6) interação, apresentam algumas sobretensões após a extinção da falta, fato que não ocorre no Caso 1, de baixa interação entre os elos.

A Figura 108 mostra o efeito dos fatores MIIF na tensão CA da estação inversora do elo 1, no instante da falta. O Caso 1, com MIIF = 0,10, apresenta uma queda de tensão em torno de 10%, enquanto o Caso 2, com MIIF = 0,25, apresenta uma queda de tensão em torno de 25% ao passo que o Caso 3, com MIIF = 0,60, apresenta uma queda de tensão em torno de 60%. Ainda mostra que, no Caso 3, após a falta ocorre sobretensões e subtensões inerentes as falhas de comutação sucessivas que este caso apresentou.

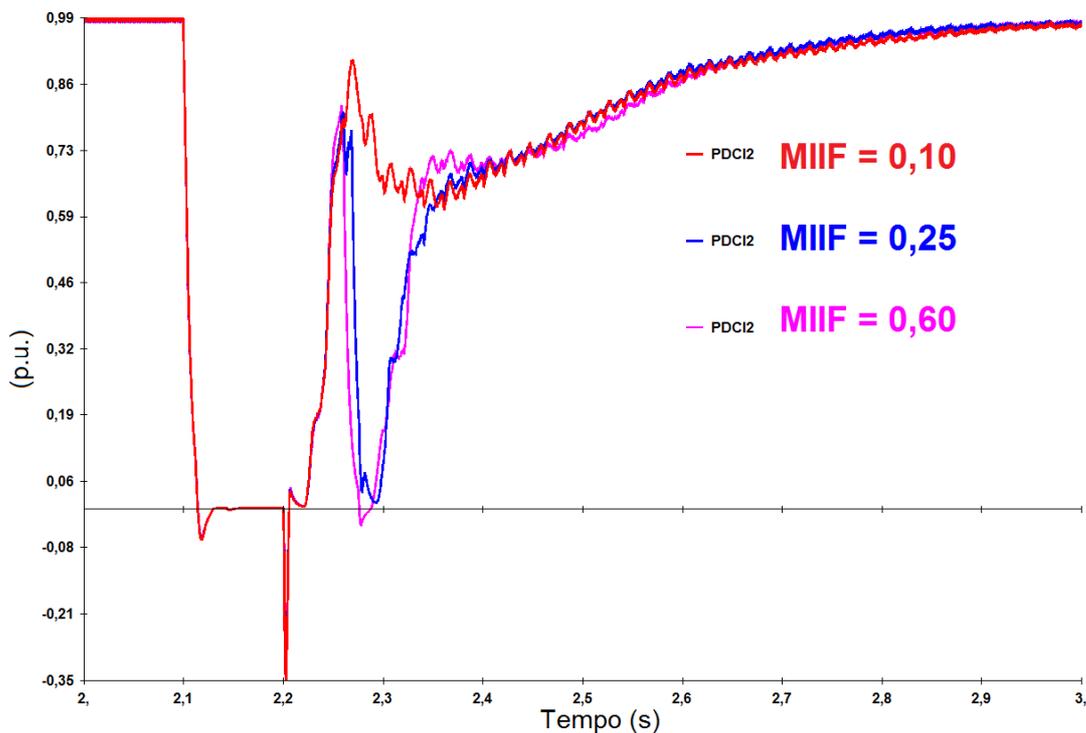


Figura 105 – Potência transmitida em p.u. pelo elo 2: Caso 1 – curva vermelha, Caso 2 – curva azul, Caso 3 – curva rosa

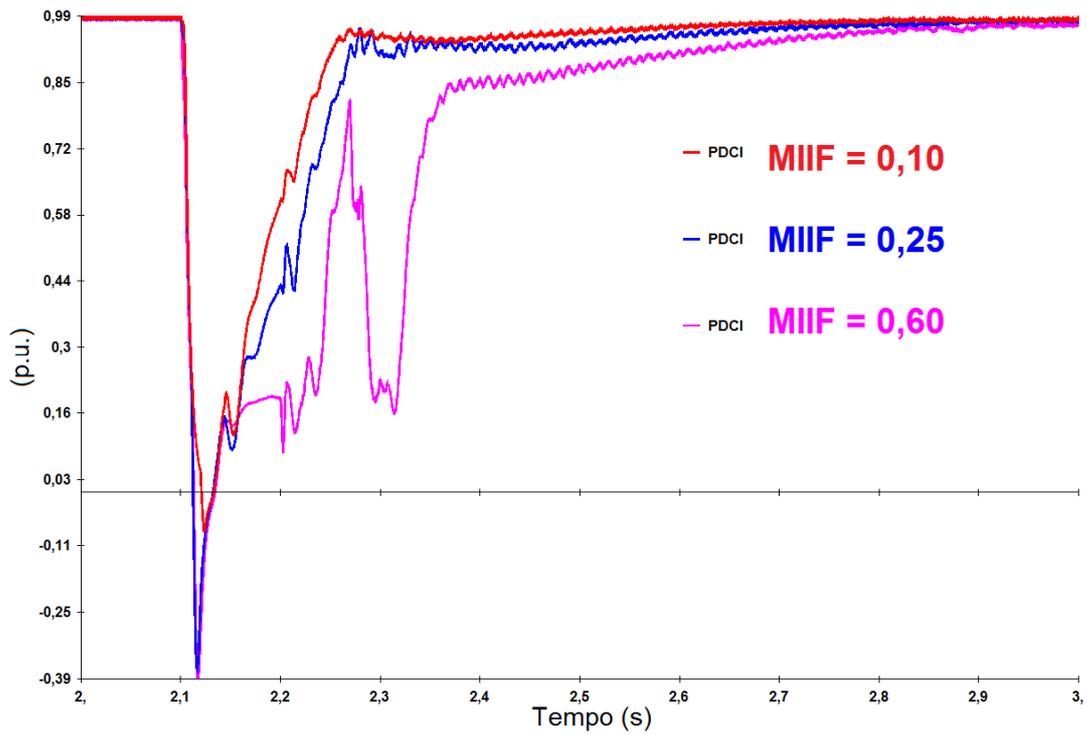


Figura 106 – Potência transmitida em p.u. pelo elo 1: Caso 1 – curva vermelha, Caso 2 – curva azul, Caso 3 – curva rosa

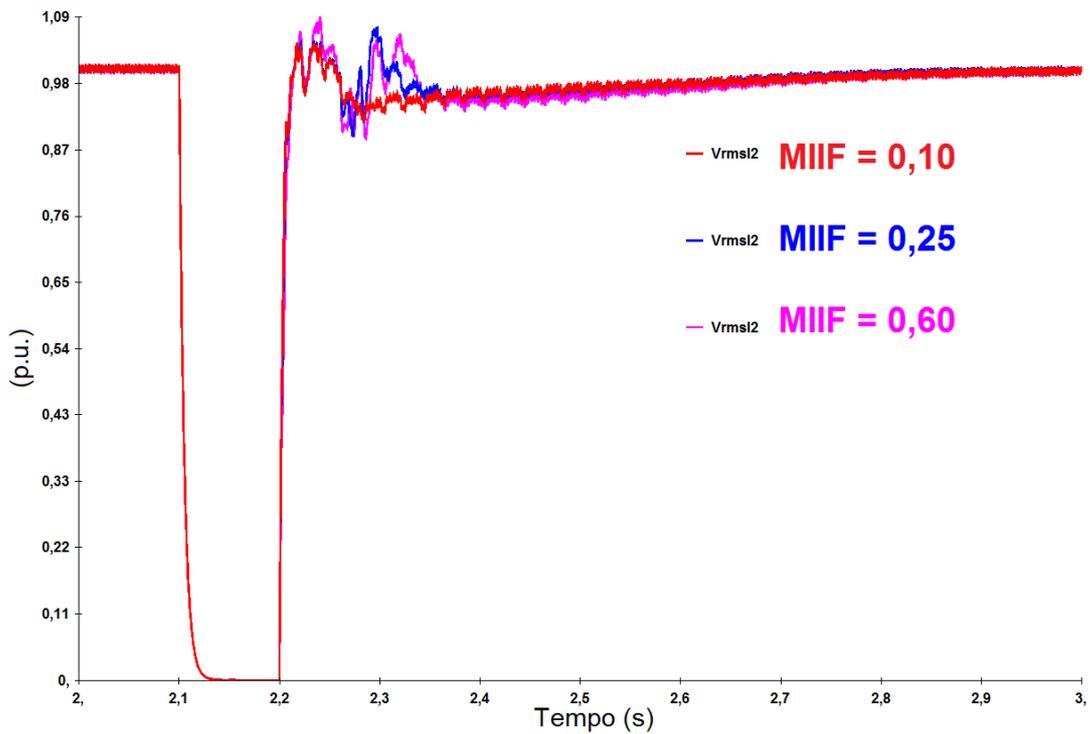


Figura 107 – Tensão CA em p.u. na estação inversora do elo 2: Caso 1 – curva vermelha, Caso 2 – curva azul, Caso 3 – curva rosa

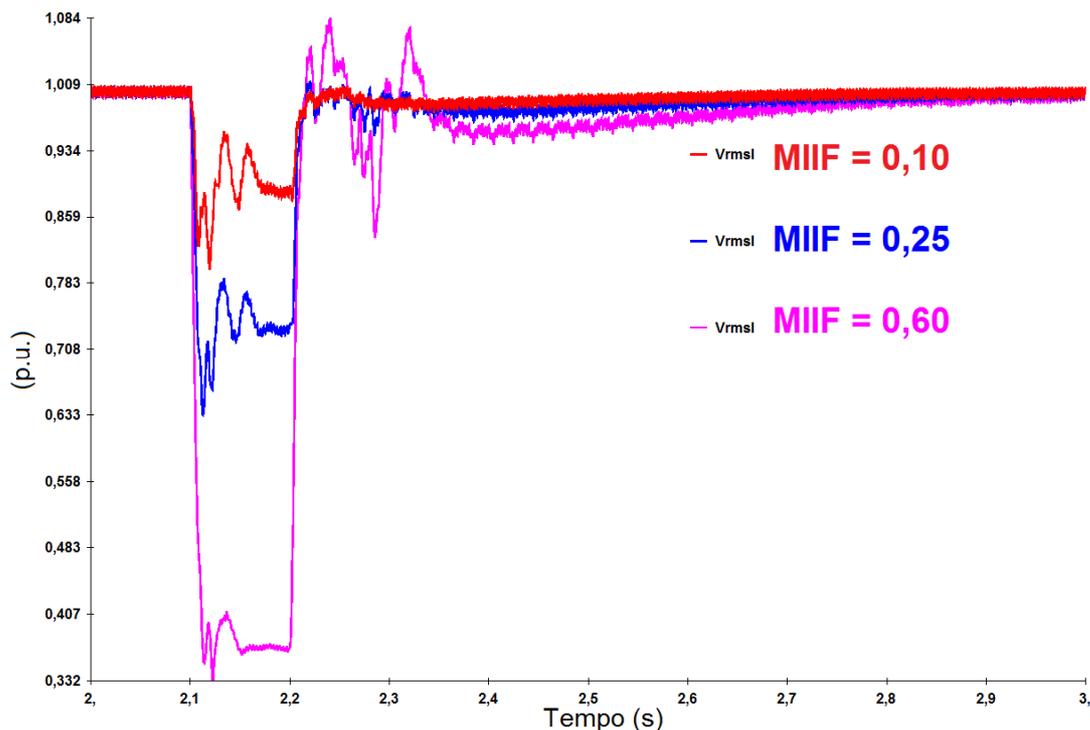


Figura 108 – Tensão CA em p.u. na estação inversora do elo 1: Caso 1 – curva vermelha, Caso 2 – curva azul, Caso 3 – curva rosa

5.1.2 Análise da Sensibilidade do ESCR

Para a análise da sensibilidade do ESCR foram feitos seis casos:

- Caso 4: $ESCR1 = ESCR2 = 5$, $Pdc1=Pdc2=1000$ MW, $MIIF = 0,75$;
- Caso 5: $ESCR1 = ESCR2 = 4$, $Pdc1=Pdc2=1000$ MW, $MIIF = 0,75$;
- Caso 6: $ESCR1 = ESCR2 = 3,5$, $Pdc1=Pdc2=1000$ MW, $MIIF = 0,75$;
- Caso 7: $ESCR1 = ESCR2 = 3$, $Pdc1=Pdc2=1000$ MW, $MIIF = 0,75$;
- Caso 8: $ESCR1 = ESCR2 = 2,5$, $Pdc1=Pdc2=1000$ MW, $MIIF = 0,75$;
- Caso 9: $ESCR1 = ESCR2 = 10$, $Pdc1=Pdc2=1000$ MW, $MIIF = 0,75$.

Os casos foram construídos para que a única diferença entre eles fosse o ESCR dos sistemas CA onde os elos estão conectados. Para isso, através de uma rotina em MATLAB, foram calculadas, z_1 , z_2 e z_{12} para que a relação Z_{12}/Z_{11} e Z_{21}/Z_{22} fosse igual a 0,75 para todos os casos, resultando uma interação bastante alta entre as barras. As variáveis z_1 e z_2 e z_{12} são as impedâncias equivalentes do sistema CA e da impedância de interligação vista na Figura 104, enquanto Z_{11} , Z_{12} , Z_{21} e Z_{22} são elementos da matriz Z_{barra} deste sistema teste. O índice MIIF é calculado através do método da Y_{barra} explicado na Seção 3.2.5. Foi escolhido um valor de índice MIIF bastante alto para

todos os casos, para perceber a importância do valor de ESCR na recuperação da potência CC do elo após uma falha de comutação.

As Figuras 109 e 110 mostram que, no Caso 4 com $ESCR = 5$, houve a falha de comutação nos dois elos no momento da aplicação da falta, e ainda, o elo 2 apresentou falha de comutação após a extinção da falta. Entretanto, esta súbita redução de potência após esta falha de comutação não fez com que houvesse falha de comutação no elo 1.

No Caso 5, com $ESCR = 4$, houve a falha de comutação nos dois elos no momento da aplicação da falta, e ainda, o elo 2 também apresentou falha de comutação após a extinção da falta. Além disso, esta súbita redução de potência transmitida, fez com que houvesse outra falha de comutação no elo 1, onde não foi aplicado o defeito. Este fato não ocorreu no Caso 4 ($ESCRs = 5$), pois, no momento da recuperação, a relação de curto-circuito efetiva ($ESCR$) era maior, e por isso, o sistema CA, sendo mais forte, consegue, apesar da falha de comutação no elo 2, obter uma recuperação segura e confiável da potência transmitida no elo 1.

Nos Casos 6 ($ESCR = 3,5$) e 7 ($ESCR = 3$), o comportamento é similar ao Caso 5 ($ESCR = 4$), porém nota-se uma recuperação mais difícil para os elos.

No Caso 8, com $ESCR = 2,5$, após a extinção da falta, há duas falhas de comutação sucessivas em ambos os elos. Isso é mostrado nas súbitas reduções de potência transmitida.

No Caso 9, com $ESCR = 10$, mesmo com a alta interação ($MIIF = 0,75$) entre os elos, houve falha de comutação nos dois elos no momento da aplicação da falta, porém os dois elos obtiveram uma recuperação segura e confiável da sua potência transmitida. Isso mostra que em casos onde o potencial de interação é muito alto e este não pode ser evitado, uma boa técnica para a boa operação dos elos CC é aumentar o nível de curto-circuito na barra CA, mediante, por exemplo, a instalação de compensadores síncronos.

À medida que o valor de $ESCR$ vai diminuindo, o que pode-se concluir é que a força do sistema CA é bastante significativa na recuperação segura e confiável da potência transmitida de um elo CC. Além disso, quanto maior o $ESCR$, menor é a sobretensão na extinção do defeito, como pode ser observado nas Figuras 111 e 112. Na Figura 112 pode-se comprovar que o índice $MIIF$ é o mesmo para todos os casos, mantido em $0,75$, a queda de tensão após o defeito gira em torno de 75% na tensão pré-falta.

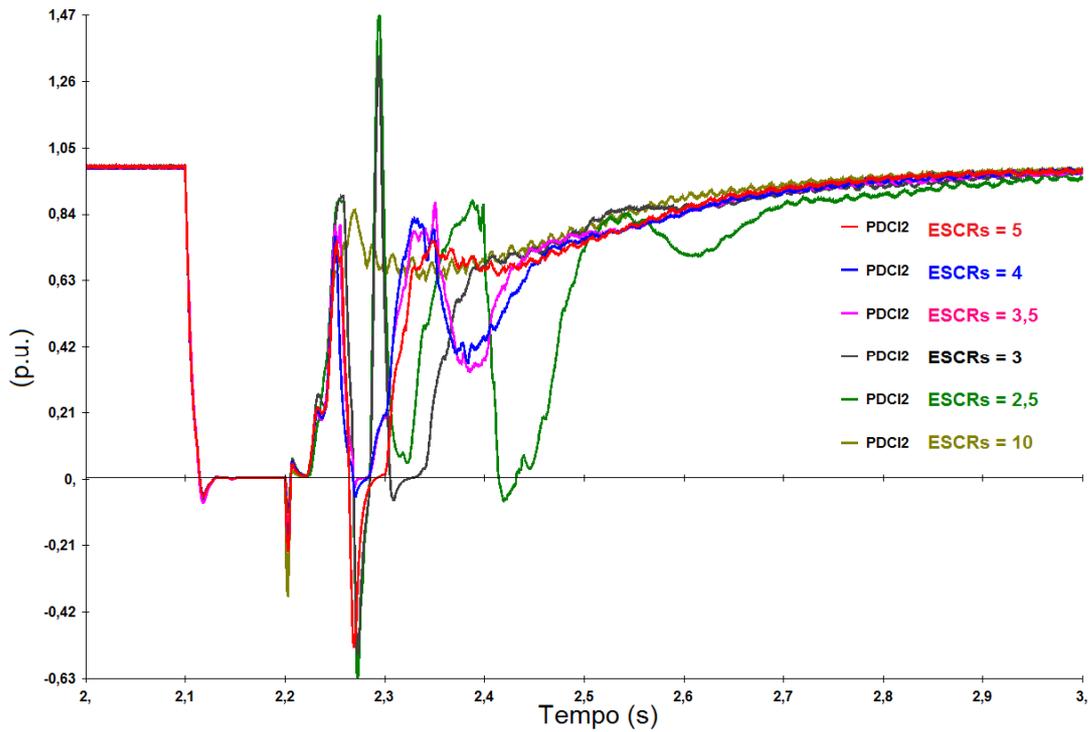


Figura 109 – Potência transmitida em p.u. pelo elo 2: Caso 4 – curva vermelha, Caso 5 – curva azul, Caso 6 – curva rosa, Caso 7 – curva preta, Caso 8 – curva verde, Caso 9 - curva mostarda

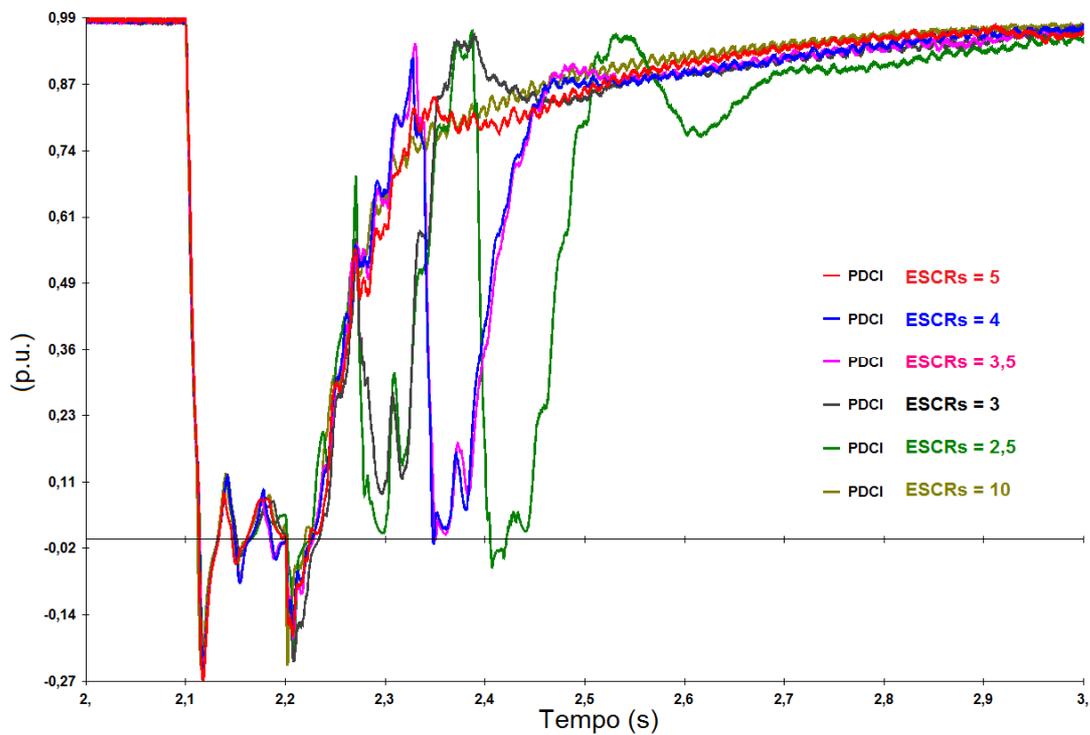


Figura 110 – Potência transmitida em p.u. pelo elo 1: Caso 4 – curva vermelha, Caso 5 – curva azul, Caso 6 – curva rosa, Caso 7 – curva preta, Caso 8 – curva verde, Caso 9 - curva mostarda

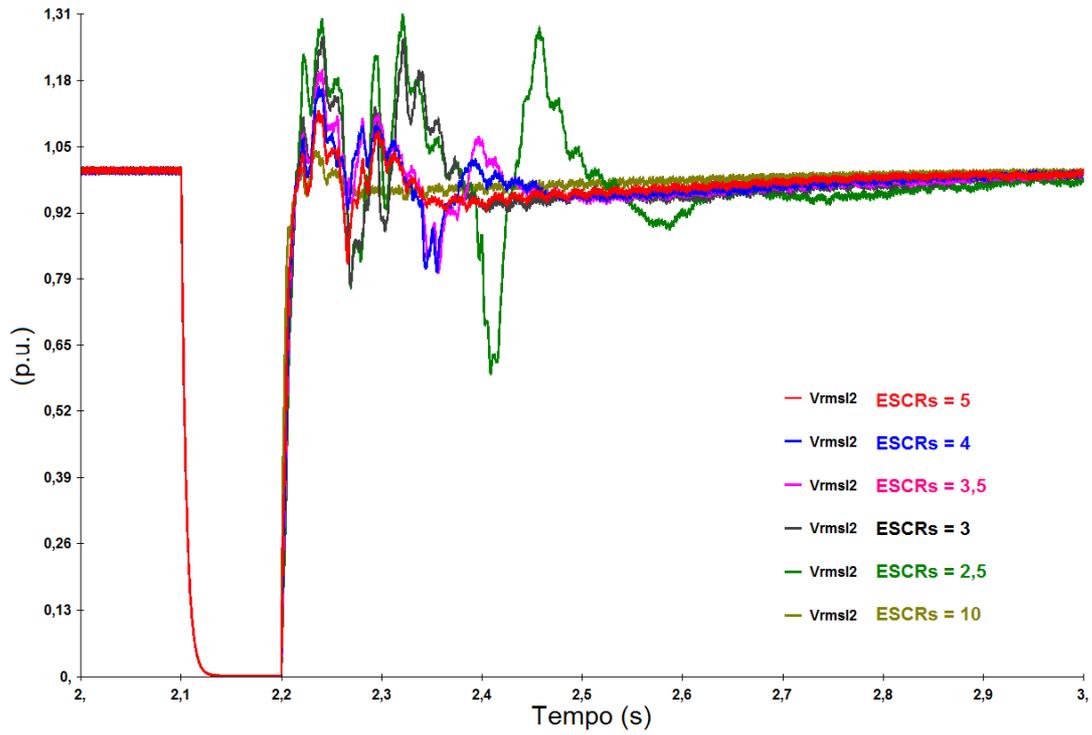


Figura 111 – Tensão CA em p.u. na estação inversora do elo 2: Caso 4 – curva vermelha, Caso 5 – curva azul, Caso 6 – curva rosa, Caso 7 – curva preta, Caso 8 – curva verde, Caso 9 - curva mostarda

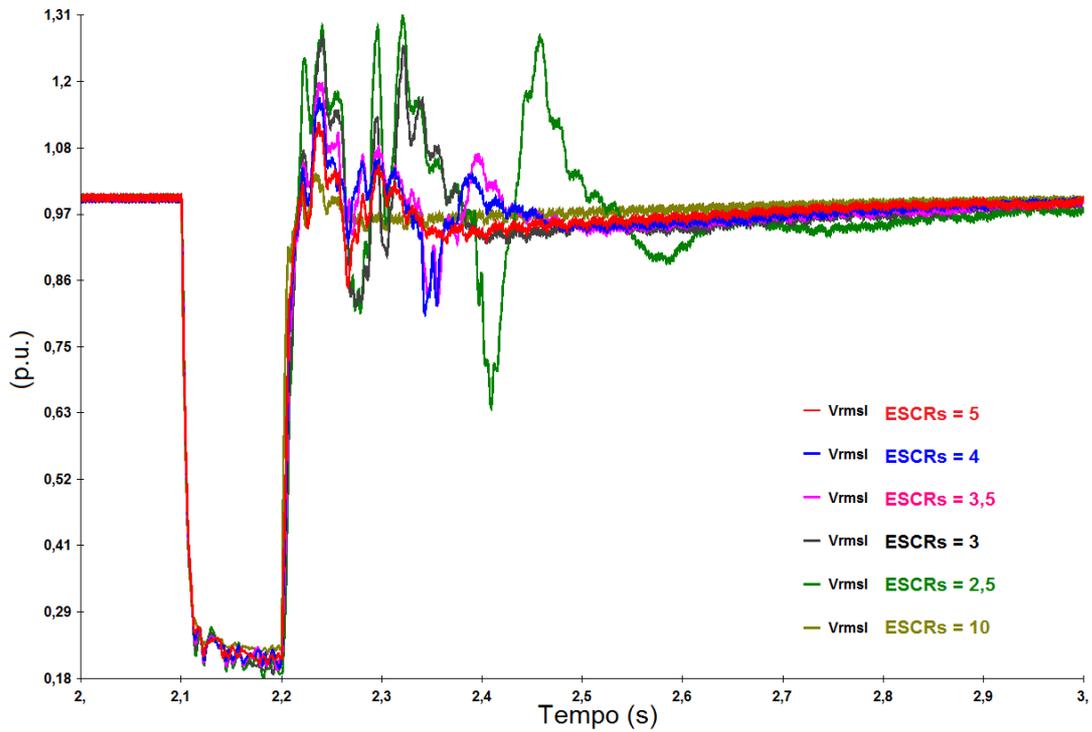


Figura 112 – Tensão CA em p.u. na estação inversora do elo 1: Caso 4 – curva vermelha, Caso 5 – curva azul, Caso 6 – curva rosa, Caso 7 – curva preta, Caso 8 – curva verde, Caso 9 - curva mostarda

5.1.3 Análise da Sensibilidade da Impedância de Interligação

Apesar da impedância de interligação (z_{12}) não ser um índice propriamente dito no estudo de *DC Multi-Infeed*, seu valor afeta os demais índices. Por este motivo, optou-se por fazer uma análise de sensibilidade para os valores da impedância de interligação entre as estações inversoras. É importante ressaltar que a redução de z_{12} pode indicar, num sistema real, a inclusão de linhas de transmissão e transformadores. Enquanto o aumento de z_{12} pode indicar o desligamento de alguma linha de transmissão ou transformador.

Para a análise da sensibilidade de z_{12} , foram simulados seis casos:

- Caso 10: $ESCR1 = ESCR2 = 4$, $P_{dc1}=P_{dc2}=1000$ MW, $MIIF = 0,25$, com impedância de interligação igual a $z_{12} = 0,8105$ p.u.;
- Caso 11: Caso 10, com impedância de interligação igual a 130% z_{12} ;
- Caso 12: Caso 10, com impedância de interligação igual a 80% z_{12} ;
- Caso 13: Caso 10 com impedância de interligação igual a 50% z_{12} ;
- Caso 14: Caso 10, com impedância de interligação igual a 26% z_{12} ;
- Caso 15: Caso 10, com impedância de interligação igual a 18% z_{12} .

Os casos foram construídos a partir do Caso 10, somente fazendo a alteração na impedância de interligação z_{12} .

Em todos os casos, como pode ser visualizado na Figura 113, houve a falha de comutação nos dois elos no momento da aplicação da falta, e ainda, o elo 2 apresentou falha de comutação após a extinção da falta. A diferença entre esses casos se dá na recuperação da potência transmitida do elo, como pode ser visto na Figura 114.

A Figura 114 mostra que, no Caso 10 ($ESCR = 4$, $MIIF = 0,25$ e $z_{12} = 1,7594$ p.u.), ocorre falha de comutação no elo 1, após a extinção do defeito na barra CA do elo 2. Apesar do sistema CA ter $ESCR = 4$, o que pode representar um sistema forte, existe uma interação moderada entre os elos ($MIIF = 0,25$), e esta interação fez com que houvesse falha de comutação no elo 1. Se o sistema fosse um pouco mais robusto isso não teria ocorrido, como foi visto no Caso 2, simulado na Seção 5.1.1 (Figura 106).

No Caso 11, foi aplicado um aumento de 30% no valor de z_{12} do Caso 10. Neste caso, como pode ser visualizado na Figura 114, a falha de comutação após a extinção da falta não ocorre, ou seja, o elo 1 apresentou uma recuperação segura e confiável após a primeira falha de comutação. Para a análise deste resultado, é preciso que se recorra a

alguns dos índices calculados para estes casos mostrados na Tabela 28. Percebe-se que o Caso 10 possui $ESCRs = 4$, $MIIFs = 0,25$ e $MESCR = 3,2$ enquanto que o Caso 11 apresenta $ESCRs = 3,8$ e $MIIFs = 0,2024$ e $MESCR = 3,18$.

Apesar de o Caso 11 possuir um $ESCR$ menor que o Caso 10, ou seja, um sistema um pouco menos robusto, ele possui um $MIIF$ menor, ou seja, uma menor interação entre os elos. E o $MESCR$ gira em torno do mesmo valor. Esta análise mostra que nenhum índice pode ser deixado de lado nos estudos de *DC Multi-Feed*.

No Caso 12, onde foi aplicada uma redução de 20% no valor de z_{12} original, e também nos Casos 13 (50% z_{12}) e 14 (26% z_{12}), pode-se perceber um comportamento similar ao Caso 10. Isso mostra que apesar do aumento dos $ESCRs$, o aumento da impedância z_{12} também aumenta os $MIIFs$ entre os elos e isso faz com que elos que apresentam $ESCRs$ relativamente altos não tenham uma recuperação segura e confiável da potência transmitida, devido à alta interação entre os elos.

É importante comentar sobre o que ocorre no Caso 15 (18% z_{12}). Não ocorre falha de comutação na estação inversora 1 após a extinção do defeito na estação inversora 2. A redução de z_{12} foi tamanha que ocorrem mais falhas de comutação na estação inversora 1 durante o defeito aplicado na estação inversora 2. Por isso, quando o defeito é extinto e ocorre a falha de comutação sucessiva no elo 2, a potência transmitida no elo 1 está mais baixa, então o $ESCR1$ durante a recuperação é superior ao $ESCR1$ durante a recuperação nos Casos 12, 13 e 14. Isso faz com que após a extinção do defeito do elo 2, ocorra uma recuperação segura e confiável no elo 1. É importante lembrar que, enquanto a recuperação do elo é melhor, as sucessivas falhas de comutação no elo 1 durante o defeito aplicado no elo 2 são prejudiciais às válvulas.

A Figura 115 mostra a tensão CA na barra onde foi aplicado o defeito. Percebe-se que os resultados são bastante similares pois os níveis de $MSCR$ eram bastante similares.

A Figura 116 mostra o efeito dos fatores $MIIF$ na tensão CA da estação inversora do elo 1, no instante da falta. Quanto menor o valor de z_{12} , maior era o fator $MIIF$ e isso pode ser percebido na queda de tensão após a falta.

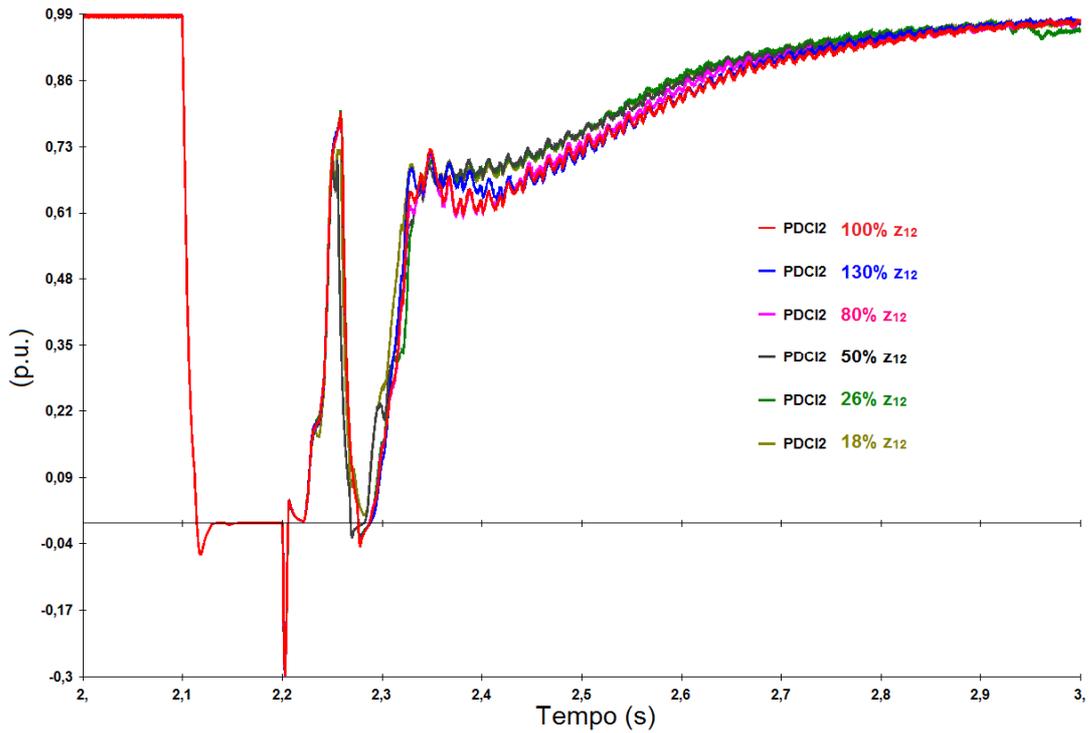


Figura 113 – Potência transmitida em p.u. pelo elo 2: Caso 10 – curva vermelha, Caso 11 – curva azul, Caso 12 – curva rosa, Caso 13 – curva preta, Caso 14 – curva verde, Caso 15, curva mostarda

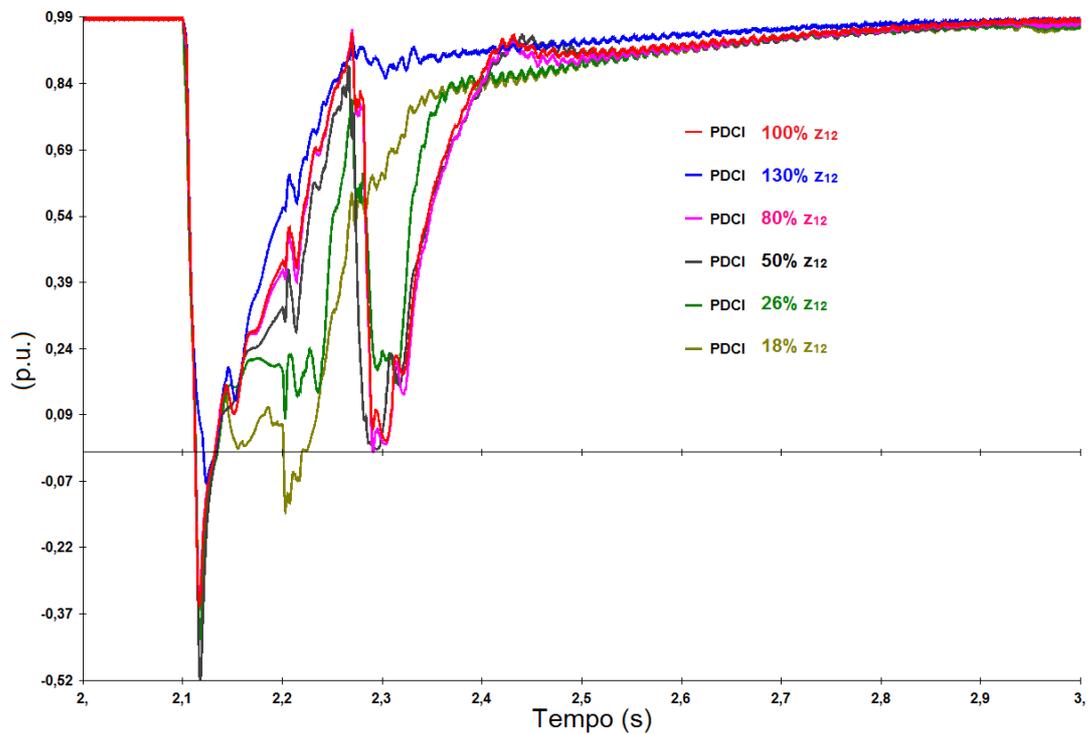


Figura 114 – Potência transmitida em p.u. pelo elo 1: Caso 10 – curva vermelha, Caso 11 – curva azul, Caso 12 – curva rosa, Caso 13 – curva preta, Caso 14 – curva verde, Caso 15, curva mostarda

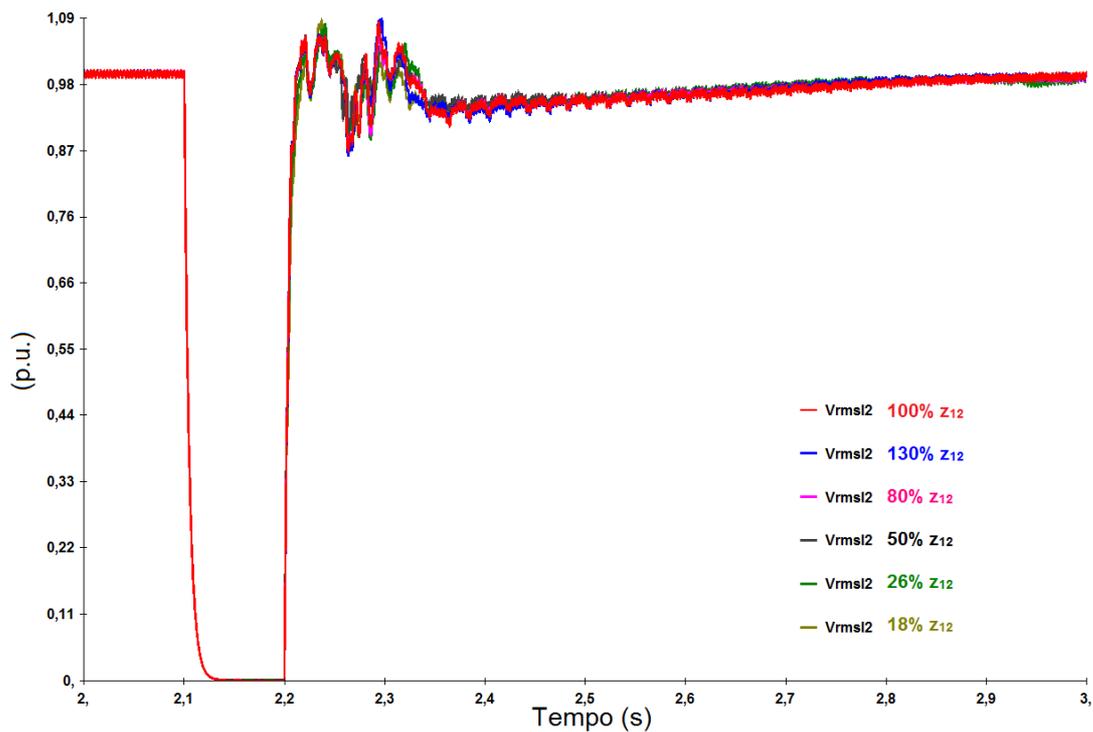


Figura 115 – Tensão CA em p.u. na estação inversora do elo 2: Caso 10 – curva vermelha, Caso 11 – curva azul, Caso 12 – curva rosa, Caso 13 – curva preta, Caso 14 – curva verde, Caso 15, curva mostarda

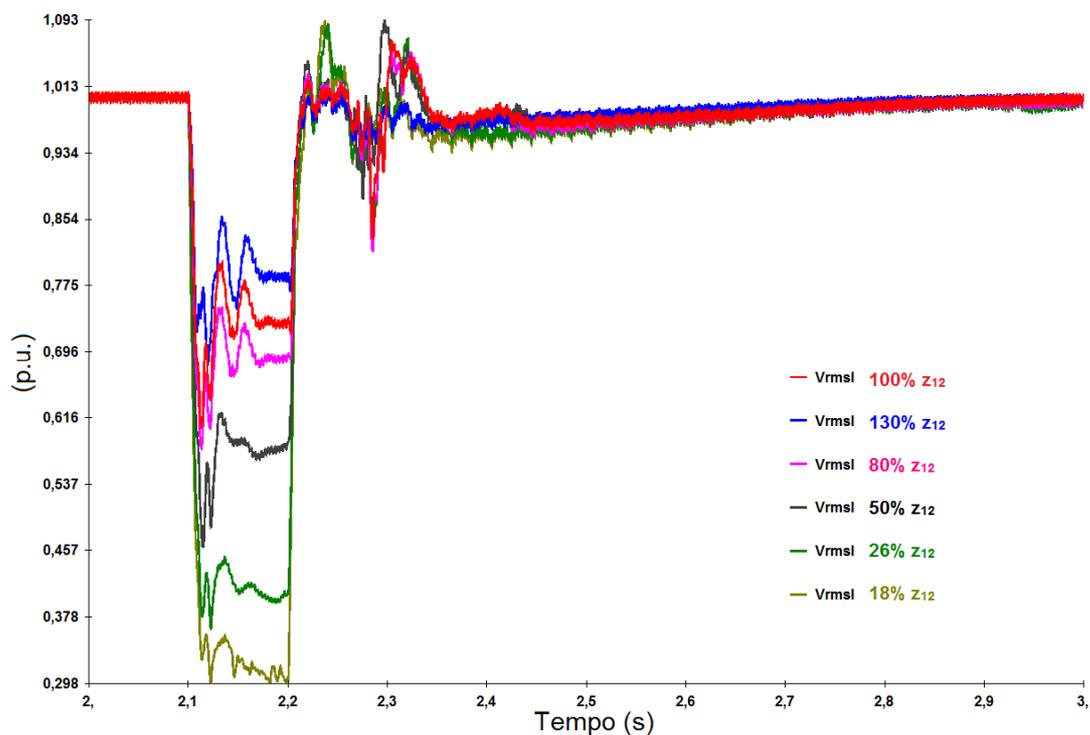


Figura 116 – Tensão CA em p.u. na estação inversora do elo 1: Caso 10 – curva vermelha, Caso 11 – curva azul, Caso 12 – curva rosa, Caso 13 – curva preta, Caso 14 – curva verde, Caso 15, curva mostarda

5.1.4 Análise da Sensibilidade do Ângulo de extinção (γ)

Foram feitos três casos para a análise da sensibilidade do ângulo de extinção (γ) nominal ou ordem de γ , ou seja, o valor ajustado internamente na malha de controle da estação inversora, denominado comumente de γ_{\min} .

- Caso 16: $ESCR1 = ESCR2 = 5$, $P_{dc1}=P_{dc2}=1000$ MW, $MIIF = 0,15$, com $\gamma_{\min} = 15^\circ$;
- Caso 17: $ESCR1 = ESCR2 = 5$, $P_{dc1}=P_{dc2}=1000$ MW, $MIIF = 0,15$, com $\gamma_{\min} = 13^\circ$;
- Caso 18: $ESCR1 = ESCR2 = 5$, $P_{dc1}=P_{dc2}=1000$ MW, $MIIF = 0,15$, com $\gamma_{\min} = 18^\circ$.

Usualmente é aceitável um ângulo de extinção (γ) de 15° para sistemas a 50 Hz e 18° para sistemas de 60 Hz [2], já que 15° em 50 Hz é equivalente a 18° em 60 Hz que equivale a 0,8333 ms.

Para fazer cada um destes casos foi necessário trocar o valor de entrada de GMIN em radianos manualmente no diagrama de blocos mostrado na Figura 183. Além disso, foi preciso ajustar o caso através dos tapes dos transformadores conversores e da tensão do sistema CA para manter a mesma tensão CC na estação inversora e a mesma potência CC injetada nos três casos. Desta forma só a sensibilidade do ângulo de extinção (γ) será analisada.

Nestas análises, são mostrados nas Figuras 121 e 122 os valores do ângulo de extinção (γ) controlados, pois neste caso é a variável em que se está fazendo a sensibilidade.

As Figuras 117 e 118 mostram que, no Caso 16, com o ângulo de extinção (γ) sendo controlado em 15° , no limiar entre interação baixa e moderada ($MIIF = 0,15$) entre os elos, houve falha de comutação nos dois elos no momento da aplicação da falta. Em seguida, após a extinção do defeito no elo 2, sua estação inversora apresenta falha de comutação. Entretanto, o elo 1 apresentou uma recuperação segura e confiável da sua potência transmitida após o período de defeito.

No Caso 17, com ângulo de extinção (γ) sendo controlado em 13° , houve falha de comutação nos dois elos no momento da aplicação da falta. A seguir, o elo 2, apresenta falha de comutação após a extinção da falta. E apesar da interação entre os elos estar no limiar entre baixa e moderada, com o ângulo de extinção (γ) controlado é

ligeiramente menor, não houve tempo suficiente para que houvesse a extinção de alguma válvula na estação inversora do elo 1 e por isso houve a falha de comutação após o período de falta também na estação inversora deste elo.

No Caso 18 com o ângulo de extinção (γ) sendo controlado em 18° , houve falha de comutação nos dois elos no momento da aplicação da falta. Entretanto com o ângulo de extinção (γ) sendo controlado num valor ligeiramente acima do normal (15°) para estes casos, o processo de extinção das válvulas é antecipado, tendo um tempo maior para que a mesma ocorra. Isso faz com que ambos os elos obtenham uma recuperação segura e confiável da sua potência transmitida após o período de falta.

A Figura 119 mostra que o Caso 18, com ângulo de extinção (γ) controlado em 18° apresenta um perfil de tensão melhor durante a recuperação da potência transmitida.

Figura 120 mostra que os MIIFs dos três casos foram mantidos e que o Caso 17 com ângulo de extinção (γ) controlado em 13° apresenta sérios problemas de tensão na recuperação da potência. Isso se deve às falhas de comutação sucessivas que ocorrem em ambos os elos.

As Figuras 121 e 122 apenas mostram que de fato o ângulo de extinção (γ) está sendo controlado nos valores pré-definidos e que durante a falha de comutação, este ângulo é igual a zero.

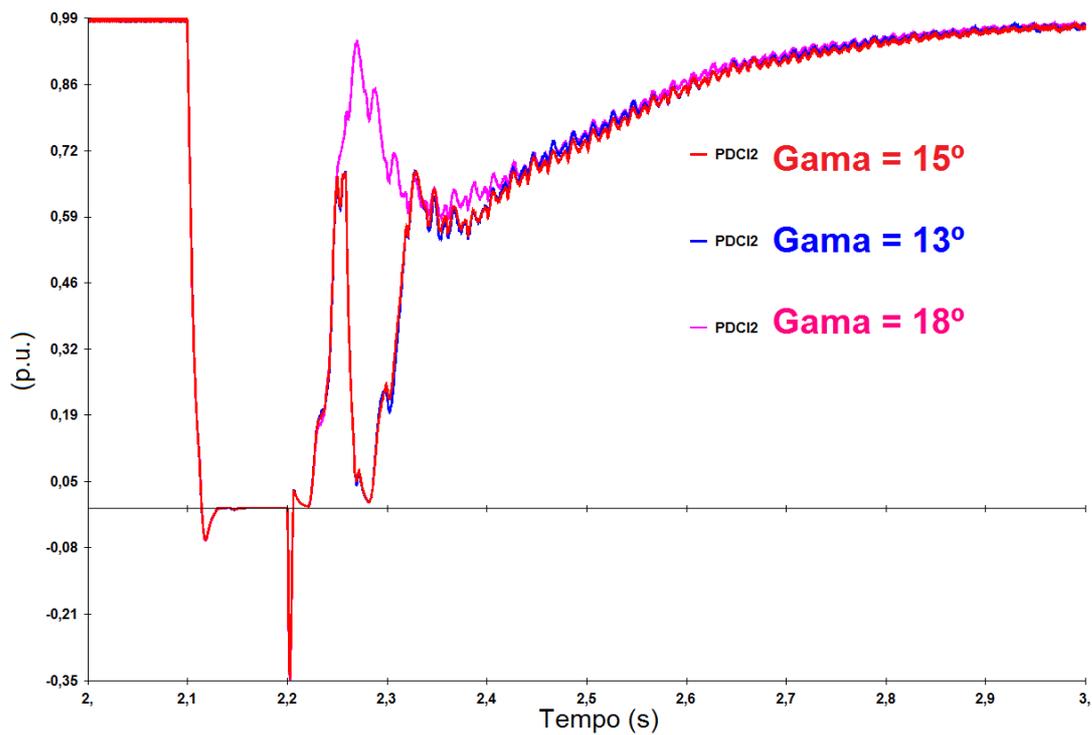


Figura 117 – Potência transmitida em p.u. pelo elo 2: Caso 16 – curva vermelha, Caso 17 – curva azul, Caso 18 – curva rosa

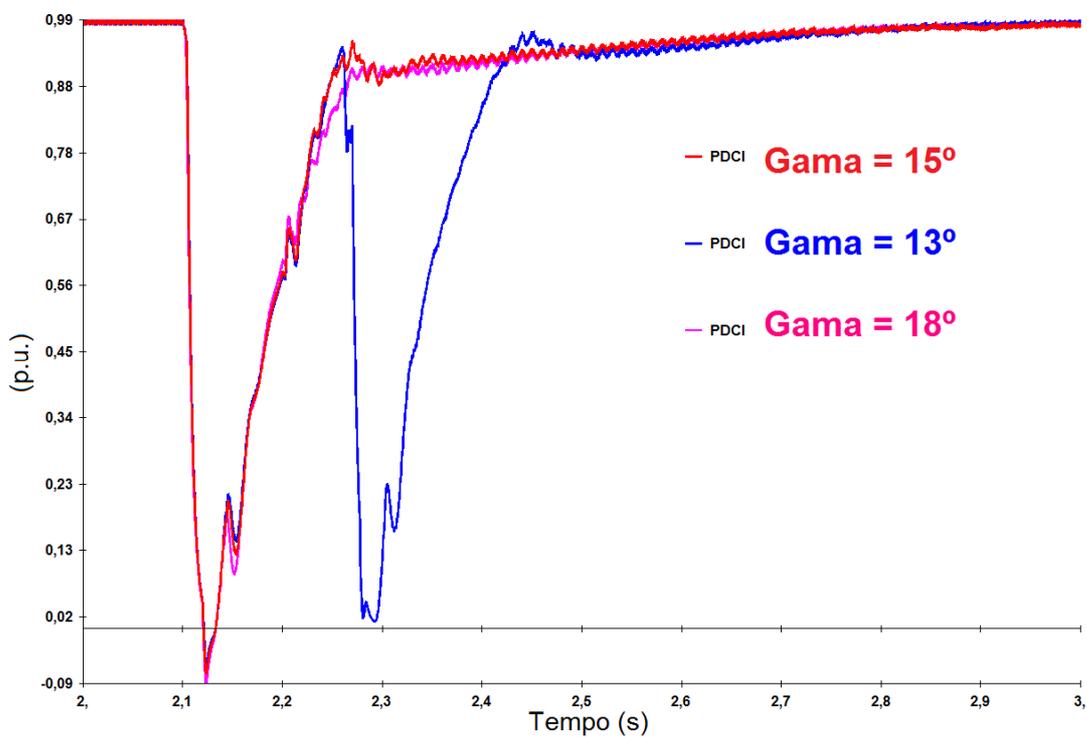


Figura 118 – Potência transmitida em p.u. pelo elo 1: Caso 16 – curva vermelha, Caso 17 – curva azul, Caso 18 – curva rosa

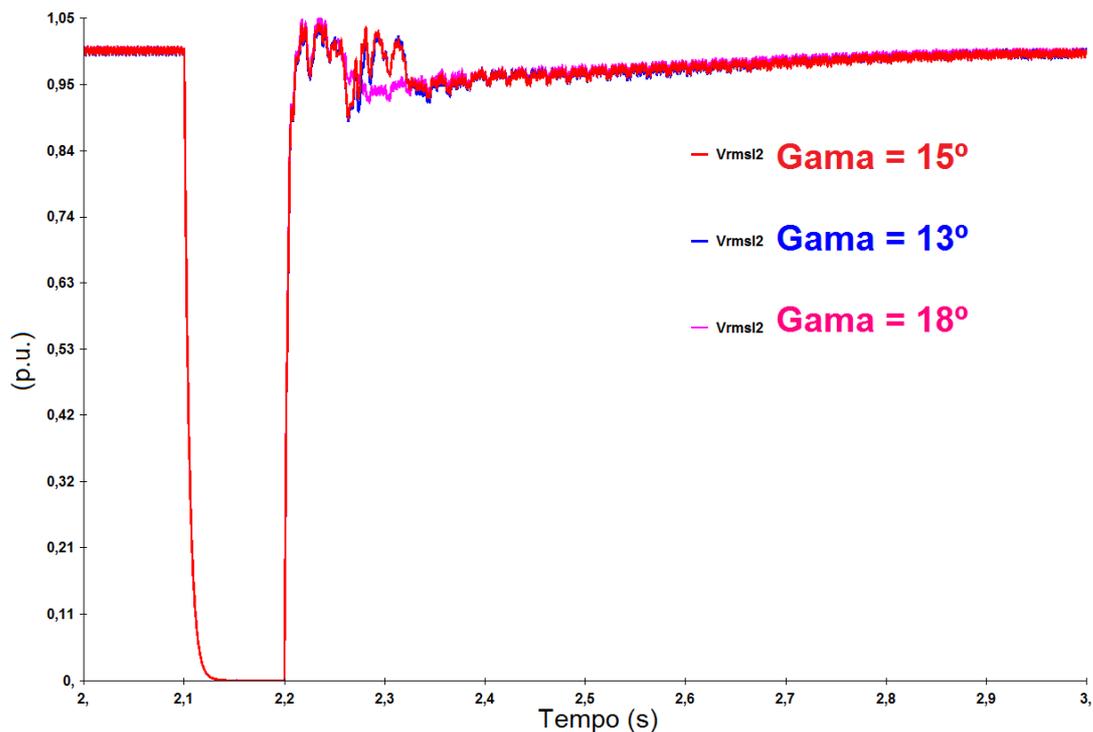


Figura 119 – Tensão CA em p.u. na estação inversora do elo 2: Caso 16 – curva vermelha, Caso 17 – curva azul, Caso 18 – curva rosa

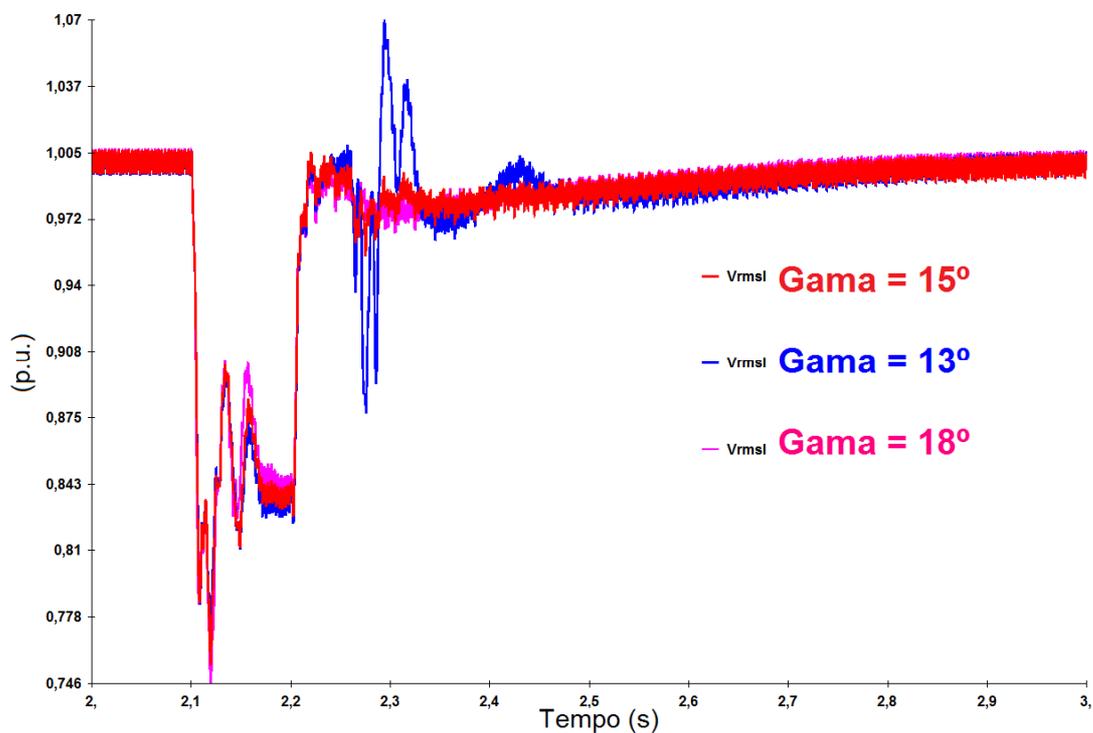


Figura 120 – Tensão CA em p.u. na estação inversora do elo 1: Caso 16 – curva vermelha, Caso 17 – curva azul, Caso 18 – curva rosa

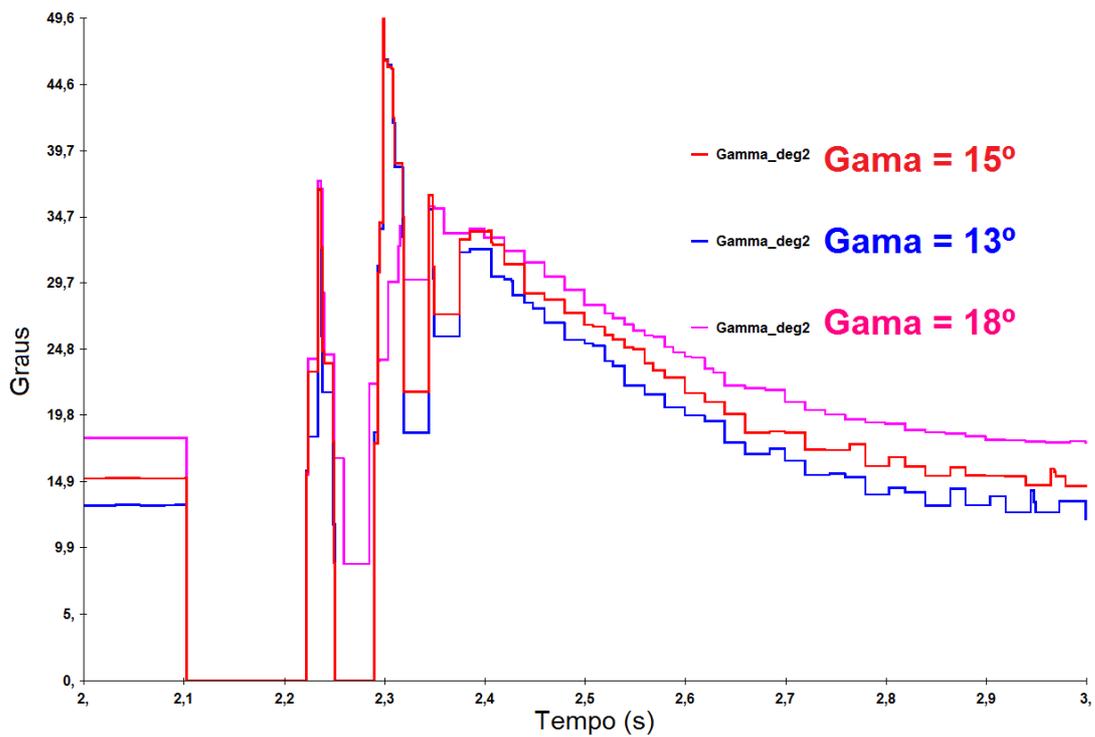


Figura 121 – Ordem de γ em graus na estação inversora do elo 2: Caso 16 – curva vermelha, Caso 17 – curva azul, Caso 18 – curva rosa

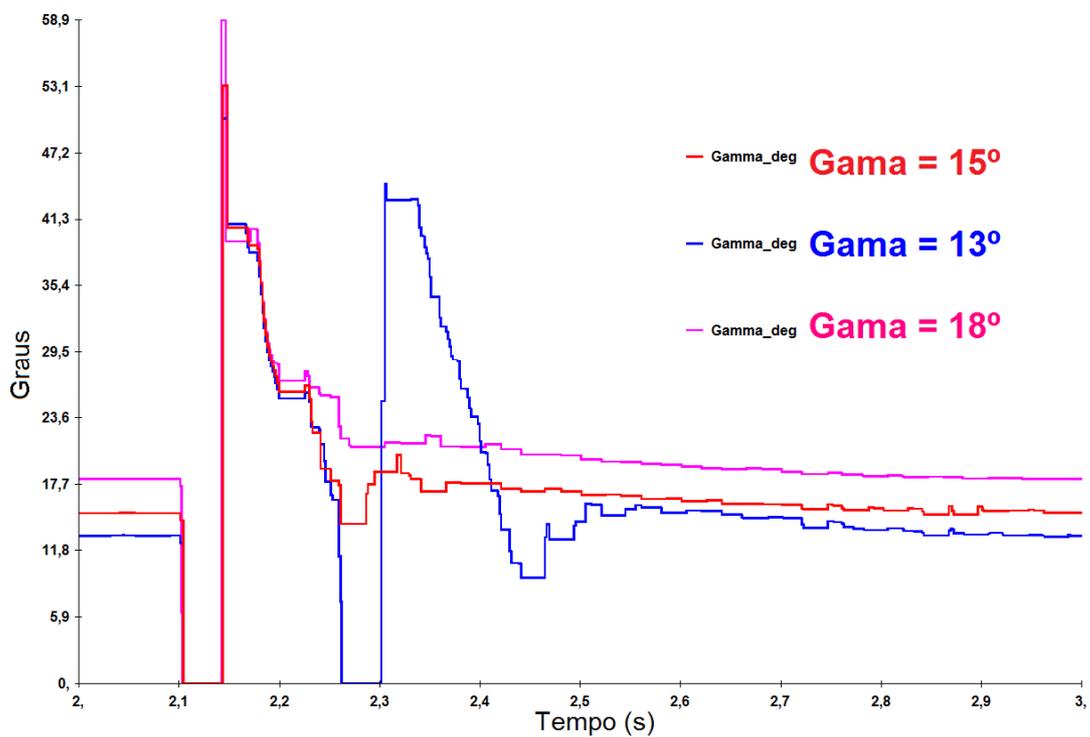


Figura 122 – Ordem de γ em graus na estação inversora do elo 1: Caso 16 – curva vermelha, Caso 17 – curva azul, Caso 18 – curva rosa

5.1.5 Aumento Temporário do Ângulo de Extinção

Conforme já mencionado na Seção 5.1.4, usualmente é aceitável um ângulo de extinção (γ) de 15° para sistemas a 50 Hz e 18° para sistemas de 60 Hz [2].

Ainda na Seção 5.1.4, foi constatado que, quando se tem um valor de ângulo de extinção (γ) controlado acima do valor normal, tem-se um resultado mais satisfatório para a recuperação da potência transmitida após uma falha de comutação.

Entretanto, a opção por manter o ângulo de extinção (γ) controlado constantemente num valor acima do normal, acarreta em maior consumo de potência reativa por parte das pontes conversoras. Então, o que se tem feito na operação de alguns elos pelo mundo, como por exemplo, os elos do sistema de transmissão da usina de Itaipu e do sistema de transmissão das usinas do rio Madeira, é aumentar temporariamente a ordem do ângulo de extinção (γ), no momento em que é detectada a falha de comutação. Esta técnica é chamada de aumento temporário do ângulo de extinção (TGI - *Temporary Gamma Increase*) e já foi explorada em algumas referências como [20].

A falha de comutação é detectada ao se medir a corrente CC e compará-la com a corrente que flui para os transformadores conversores, e conseqüentemente para a rede CA. Se esta corrente CC superar a corrente que flui para os transformadores conversores em um valor pré-ajustado, é detectada a falha de comutação, pois significa que alguma válvula não conseguiu conduzir a corrente do elo CC para a rede CA. Este valor é pré-ajustado em 0,2 kA, para evitar que qualquer transitório rápido indique uma falha de comutação, quando na verdade é somente uma falha na medição dos valores de corrente. O fluxograma da Figura 123 resume basicamente como é feita essa detecção.

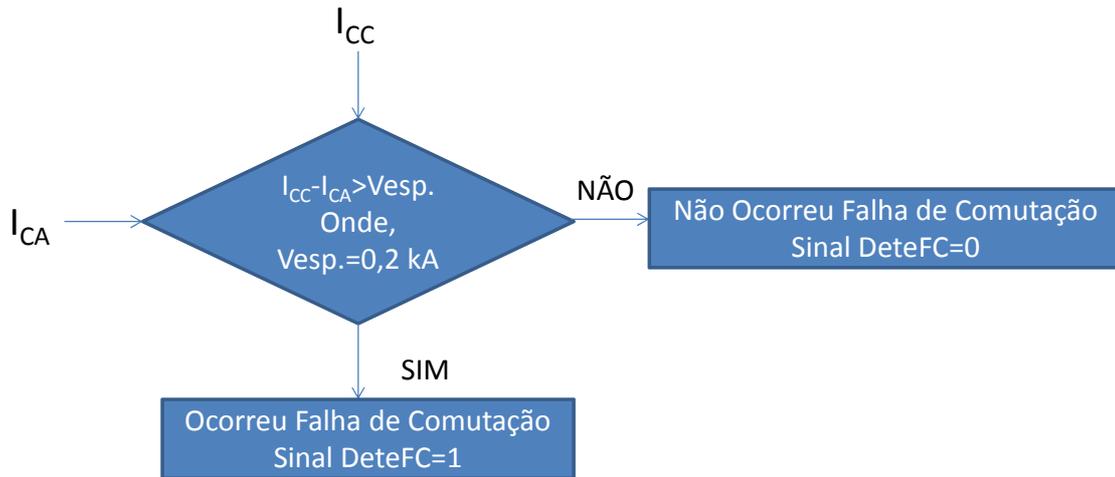


Figura 123 – Fluxograma para detecção de uma falha de comutação

O sinal da detecção da falha de comutação (0 ou 1) é enviado para a malha de controle do TGI (*Temporary Gamma Increase*) que enviará um sinal de aumento temporário de gama para a malha de controle principal da inversora. A malha de controle do TGI opera da seguinte forma: Se não for detectada uma falha, o aumento temporário enviado para a malha de controle principal da inversora é nulo. Se for detectada uma falha, o aumento pré-determinado passa por um limitador de taxa de subida e descida. Isso é feito para que o aumento seja feito instantaneamente e a redução seja feita de maneira suave. Os ajustes das taxas de subida e descida são feitos internamente ao bloco, como pode-se notar na Figura 124.

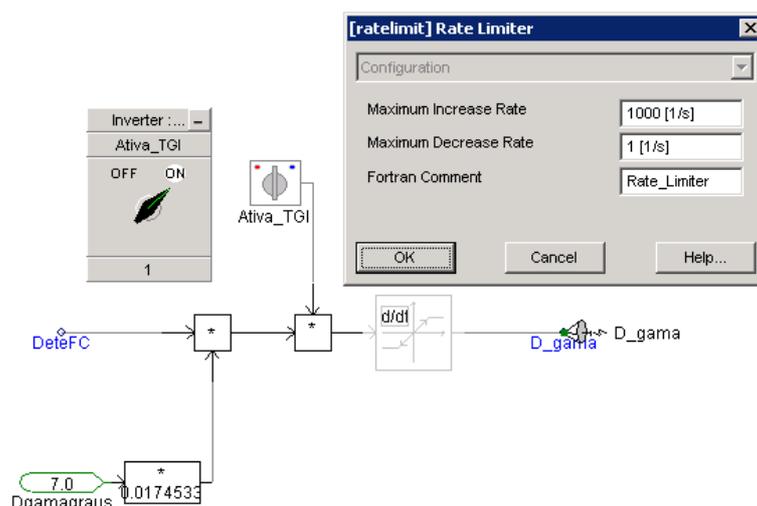


Figura 124 – Diagrama básico do Aumento temporário de Gama (TGI)

Pode-se verificar na Figura 125, que representa um fragmento da malha completa de controle da inversora, que o aumento temporário de gama é somado ao valor original controlado de gama.

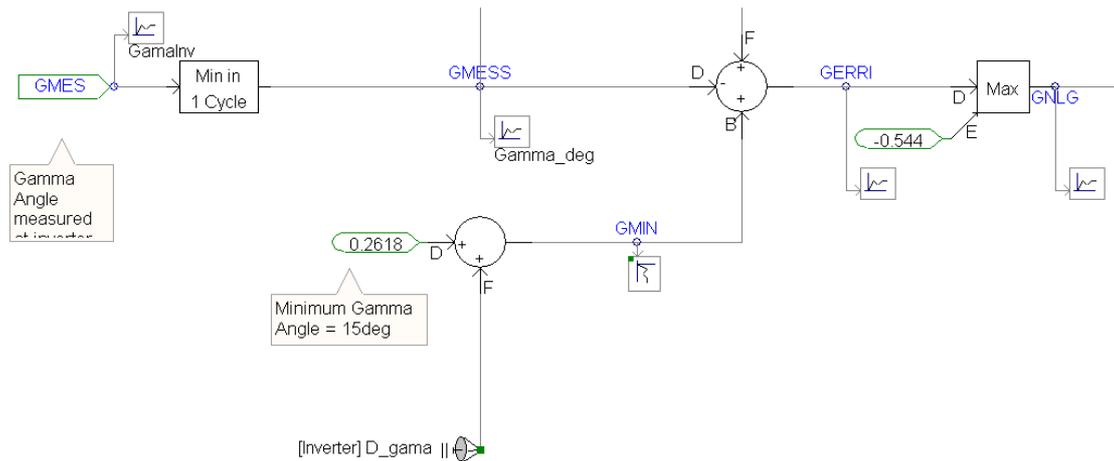


Figura 125 – Entrada do aumento temporário de Gama na malha de controle da inversora

Pode-se ajustar o aumento do ângulo de extinção (γ) em cada caso, e também ajustar a taxa de redução do valor do ângulo de extinção (γ), após a falha de comutação deixar de existir. É importante ressaltar que o aumento é feito instantaneamente quando a falha de comutação é detectada, porém quando a falha não ocorre mais, a redução é feita de maneira suave.

Esse ajuste no valor do aumento e na taxa de redução do ângulo de extinção (γ) tem que ser feito levando em conta que quanto maior o aumento do ângulo de extinção (γ), maior o consumo de potência reativa por parte da ponte conversora. Pode-se escolher um valor menor de aumento do ângulo de extinção (γ) com uma menor taxa de redução, ou seja, ele demorará mais para voltar ao valor nominal. Pode-se optar por um aumento maior do ângulo de extinção (γ), porém com uma taxa de redução maior, para que retorne mais rapidamente ao seu valor nominal.

Assim, nos Casos 2 e 3 com MIIF = 0,25 e 0,60 respectivamente, aplicou-se o aumento temporário do ângulo de extinção (TGI - *Temporary Gamma Increase*) para averiguar se o resultado da recuperação após uma falha de comutação seria mais satisfatório.

Para o caso de MIIF = 0,25 foi utilizado um aumento temporário do ângulo de extinção (γ) de 7° com uma taxa de redução de 1 rad/s, ou 57,29578 graus/s. Com isso, após a falha de comutação deixar de ocorrer, o valor do ângulo de extinção (γ) levou cerca de 122 ms para voltar a ser controlado em 15° . Como pode-se perceber na Figura

126, isso evitou que houvesse a falha de comutação sucessiva, que aconteceria, como foi visto no Caso 2.

As figuras a seguir mostram a aplicação do aumento temporário do ângulo de extinção no Caso 2.

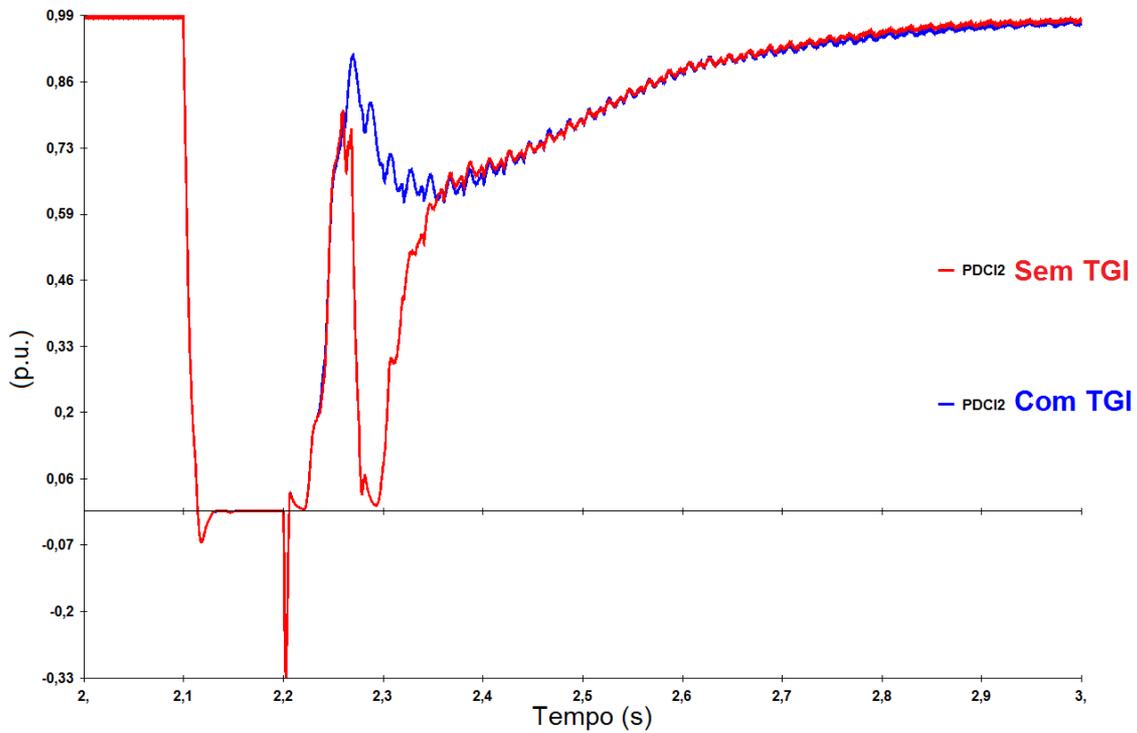


Figura 126 – Potência transmitida em p.u. pelo elo 2: Caso 2 – curva vermelha, Caso 2 com TGI de 7 graus – curva azul

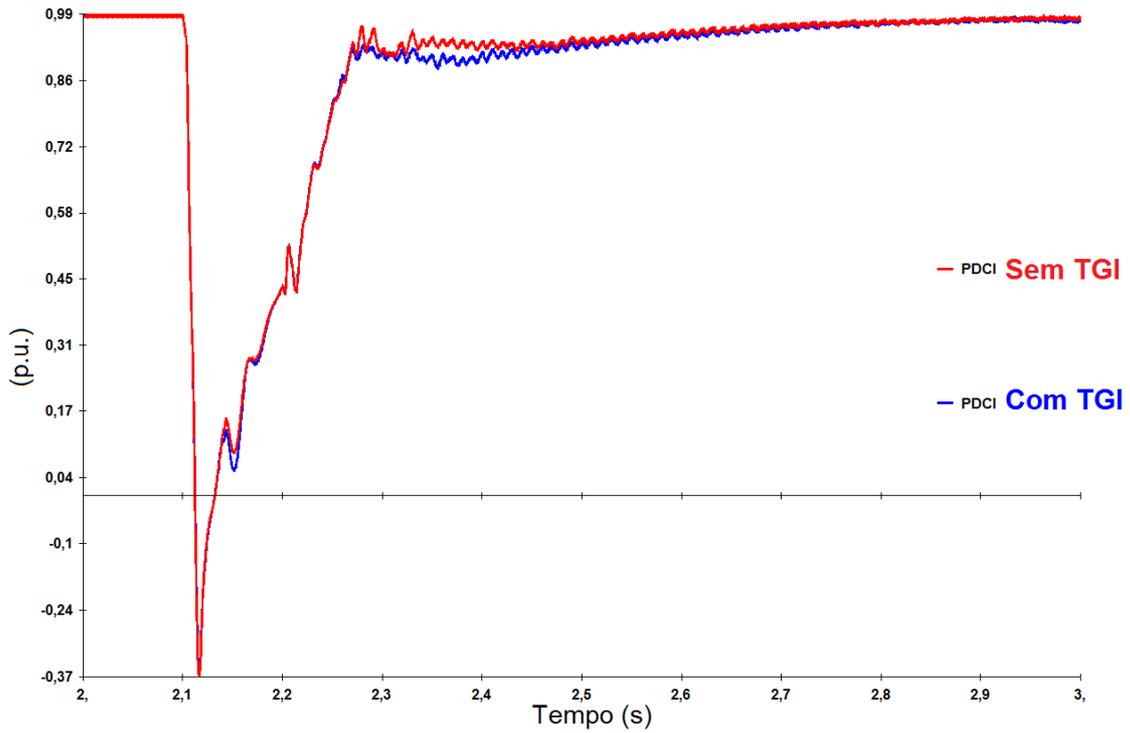


Figura 127 – Potência transmitida em p.u. pelo elo 1: Caso 2 – curva vermelha, Caso 2 com TGI de 7 graus – curva azul

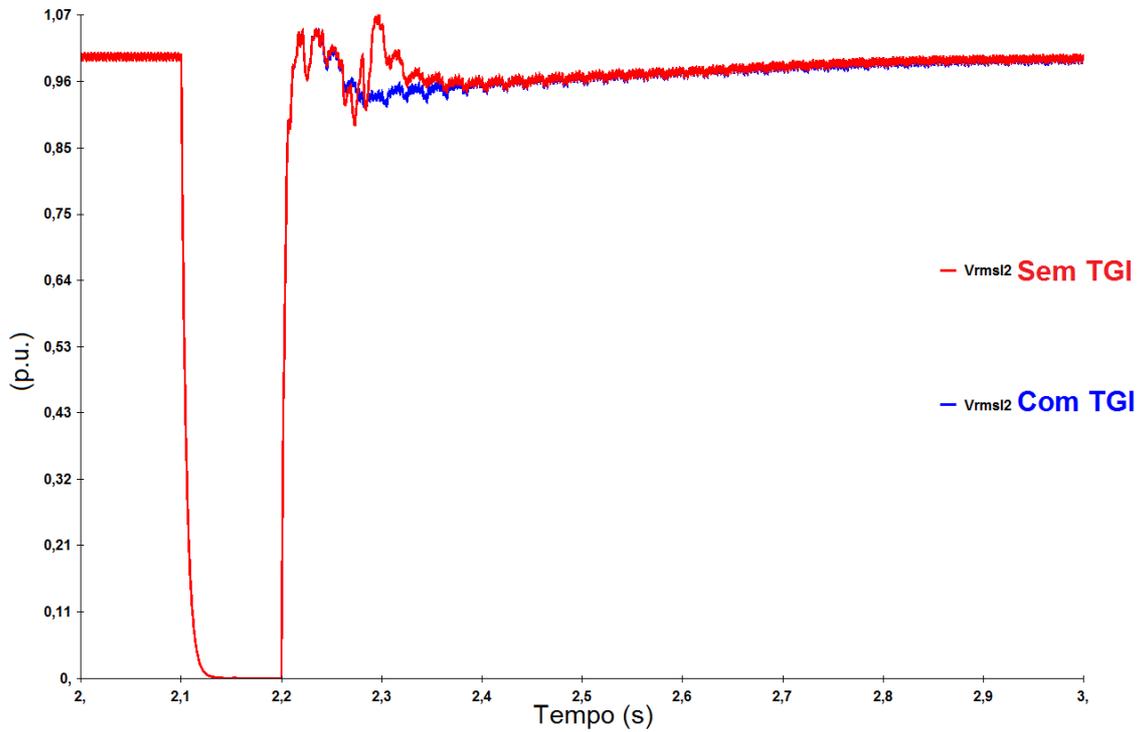


Figura 128 – Tensão CA em p.u. na estação inversora do elo 2: Caso 2 – curva vermelha, Caso 2 com TGI de 7 graus – curva azul

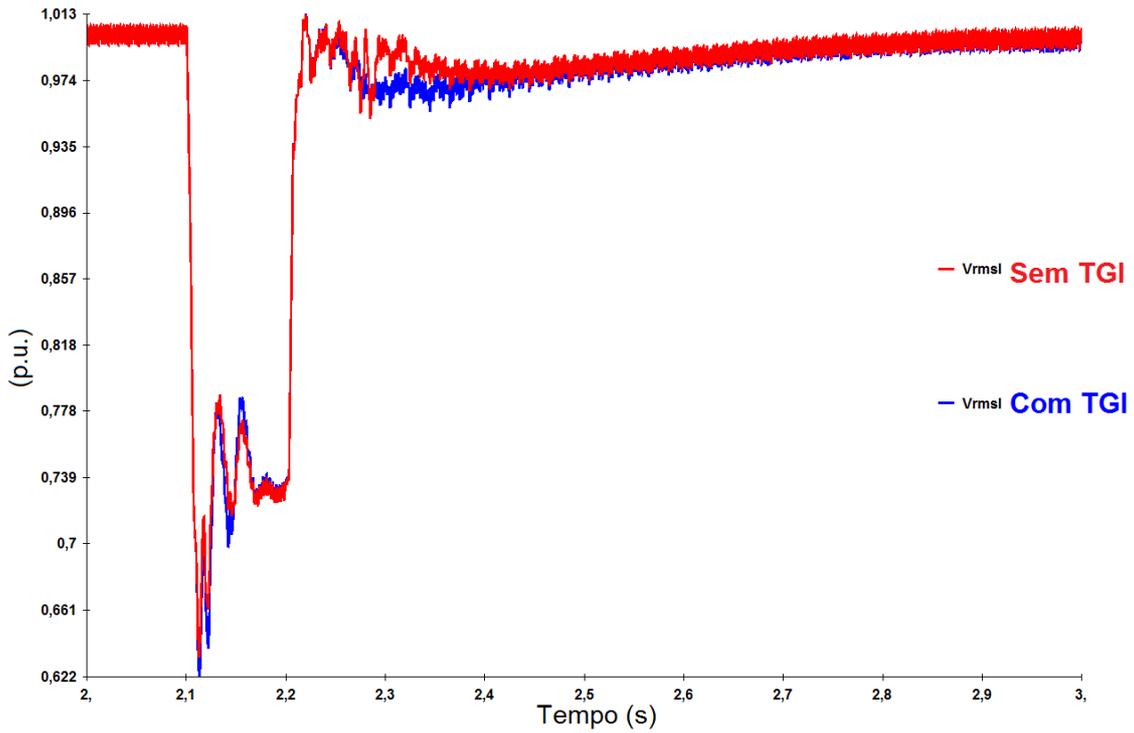


Figura 129 – Tensão CA em p.u. na estação inversora do elo 1: Caso 2 – curva vermelha, Caso 2 com TGI de 7 graus – curva azul

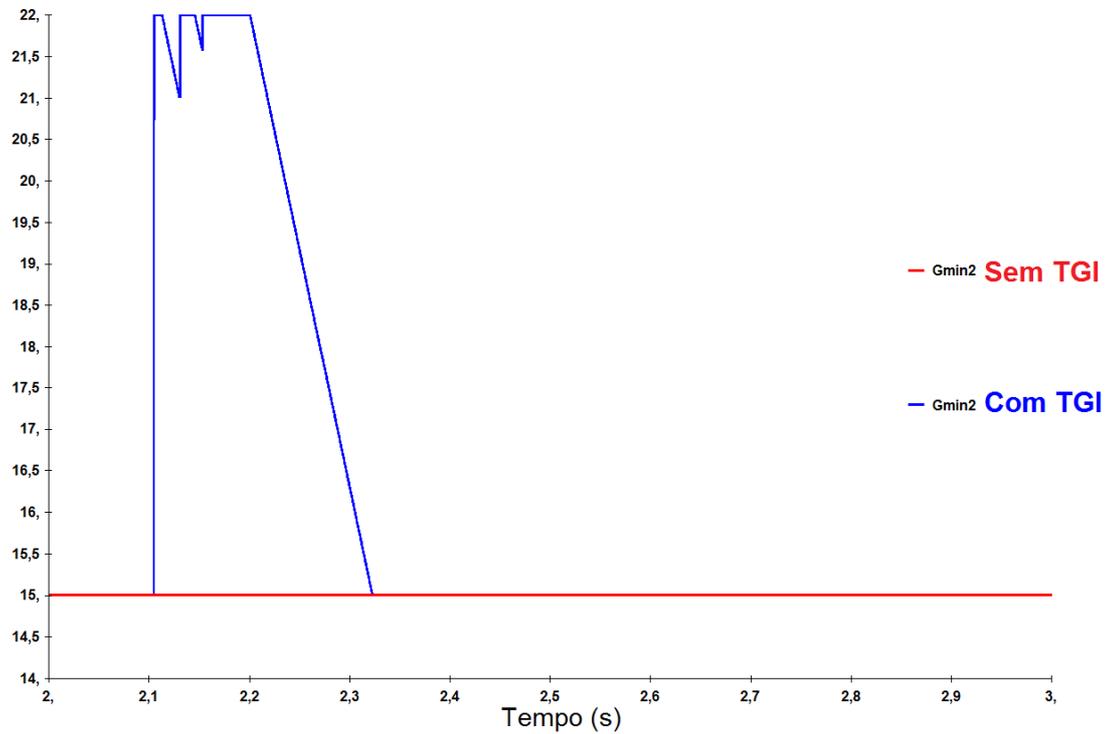


Figura 130 – Ordem de γ em graus na estação inversora do elo 2: Caso 2 – curva vermelha, Caso 2 com TGI de 7 graus – curva azul

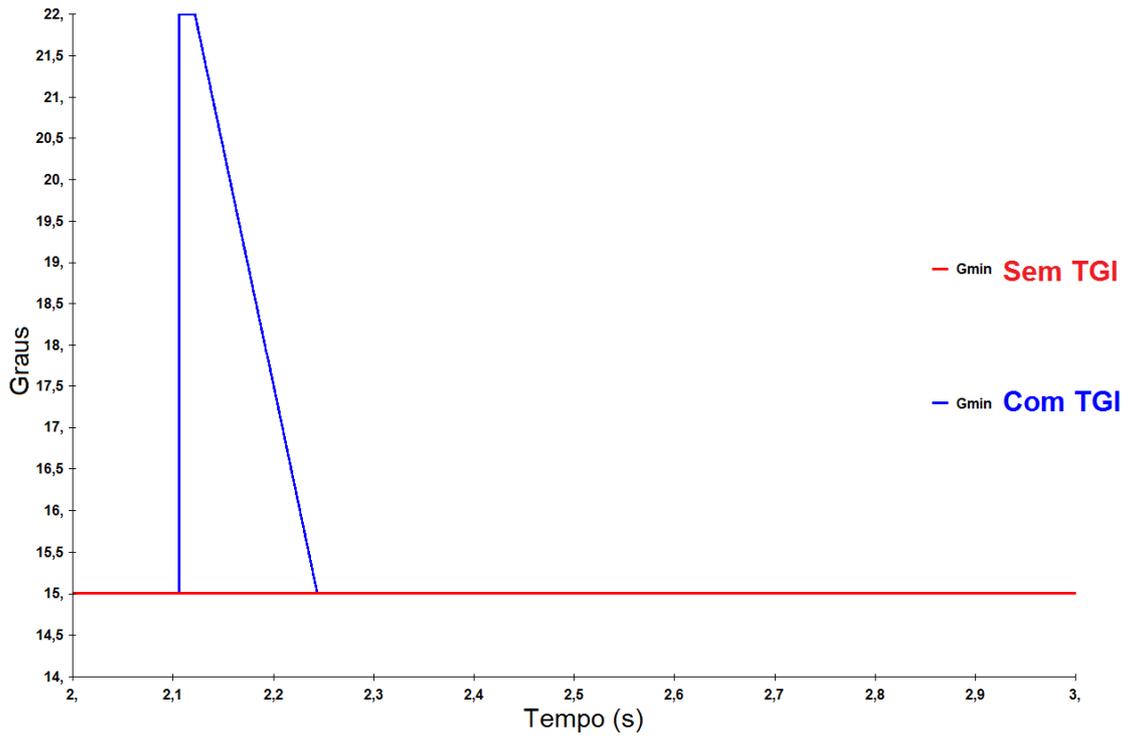


Figura 131 – Ordem de γ em graus na estação inversora do elo 1: Caso 2 – curva vermelha, Caso 2 com TGI de 7 graus – curva azul

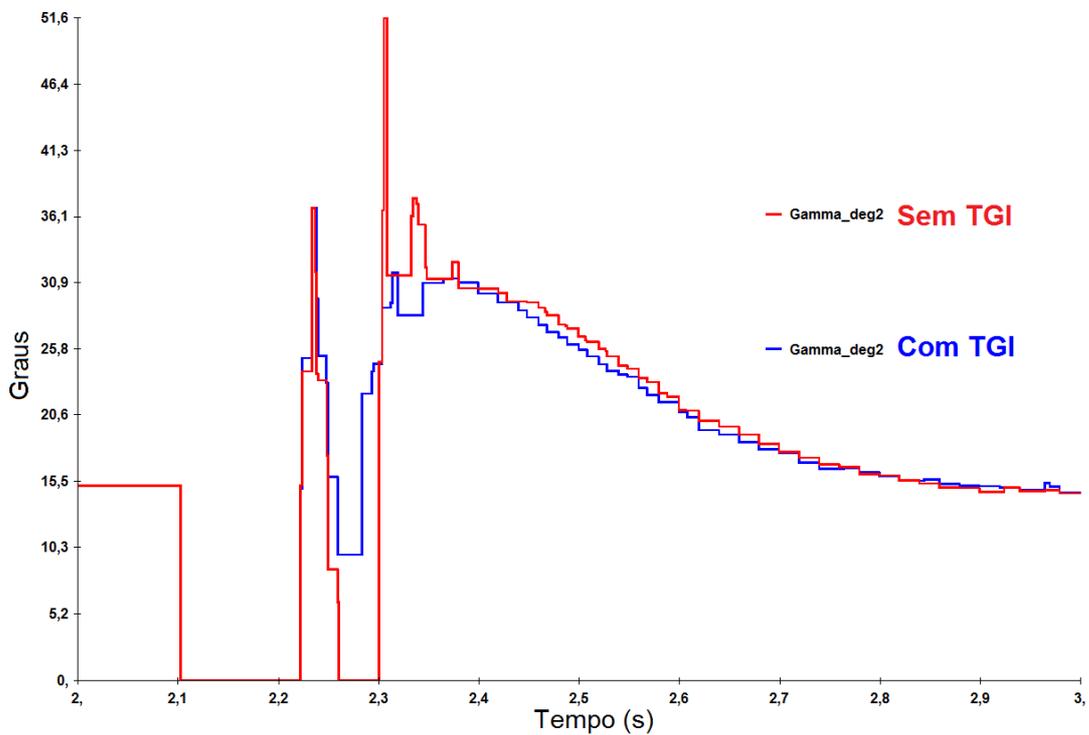


Figura 132 – γ medido em graus na estação inversora do elo 2: Caso 2 – curva vermelha, Caso 2 com TGI de 7 graus – curva azul

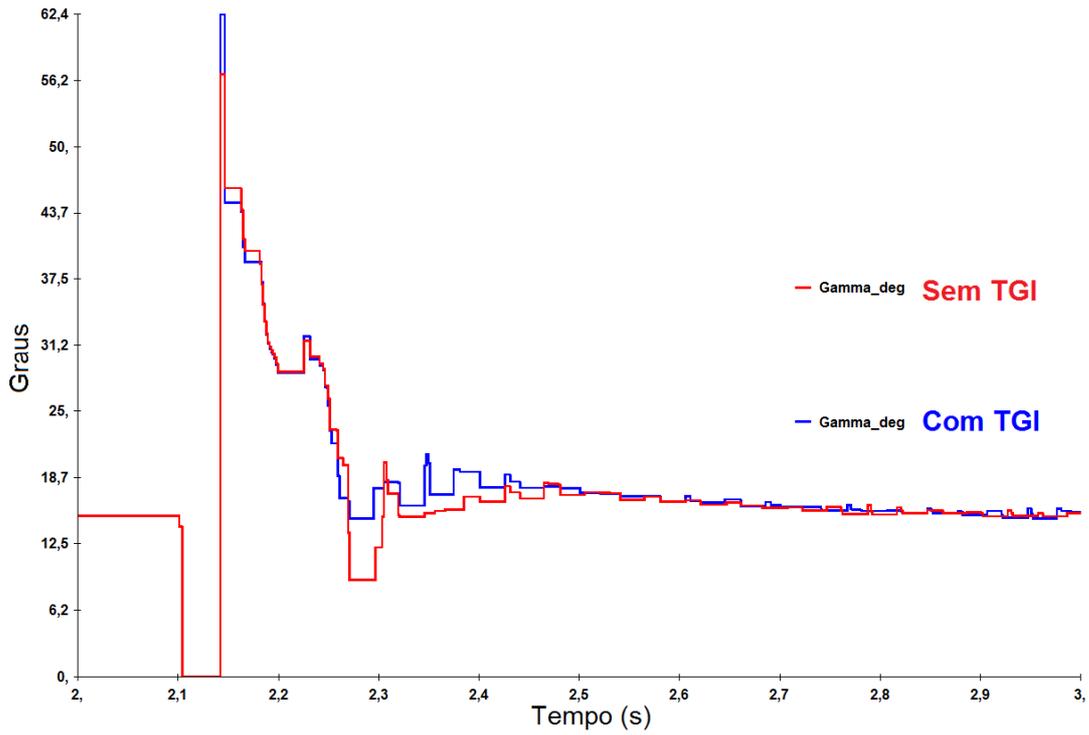


Figura 133 – γ medido em graus na estação inversora do elo 1: Caso 2 – curva vermelha, Caso 2 com TGI de 7 graus – curva azul

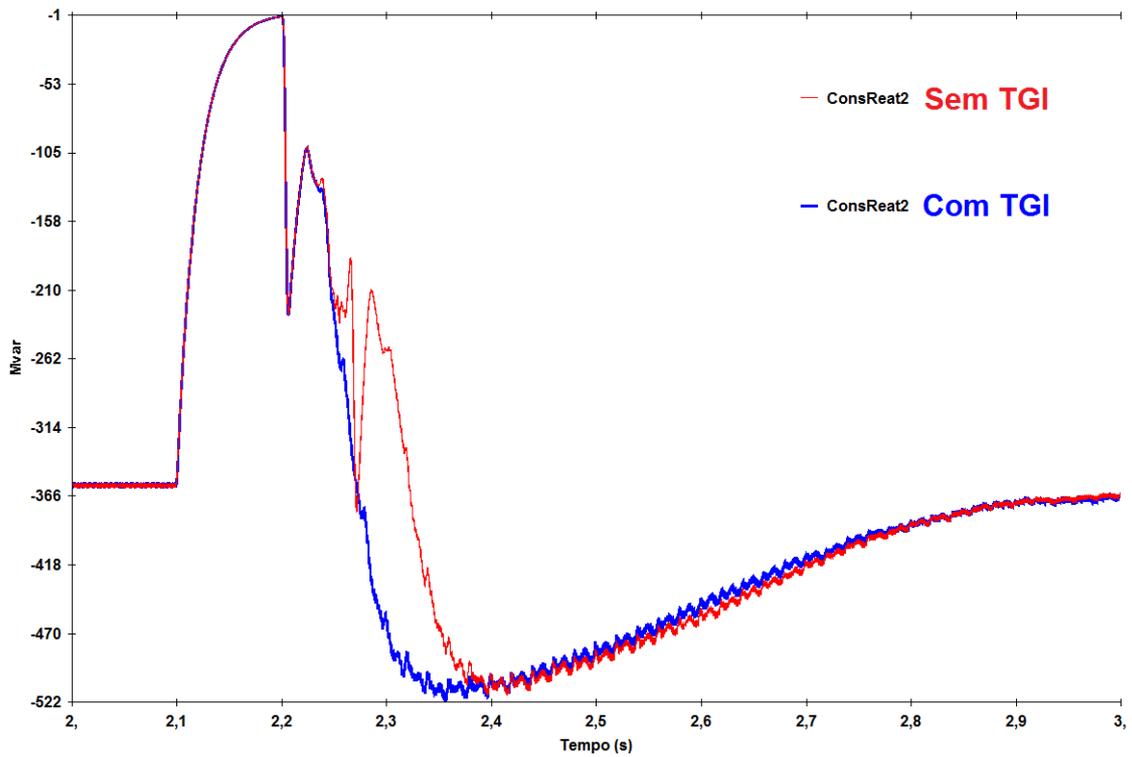


Figura 134 – Consumo de potência reativa medido em Mvar na estação inversora do elo 2: Caso 2 – curva vermelha, Caso 2 com TGI de 7 graus – curva azul

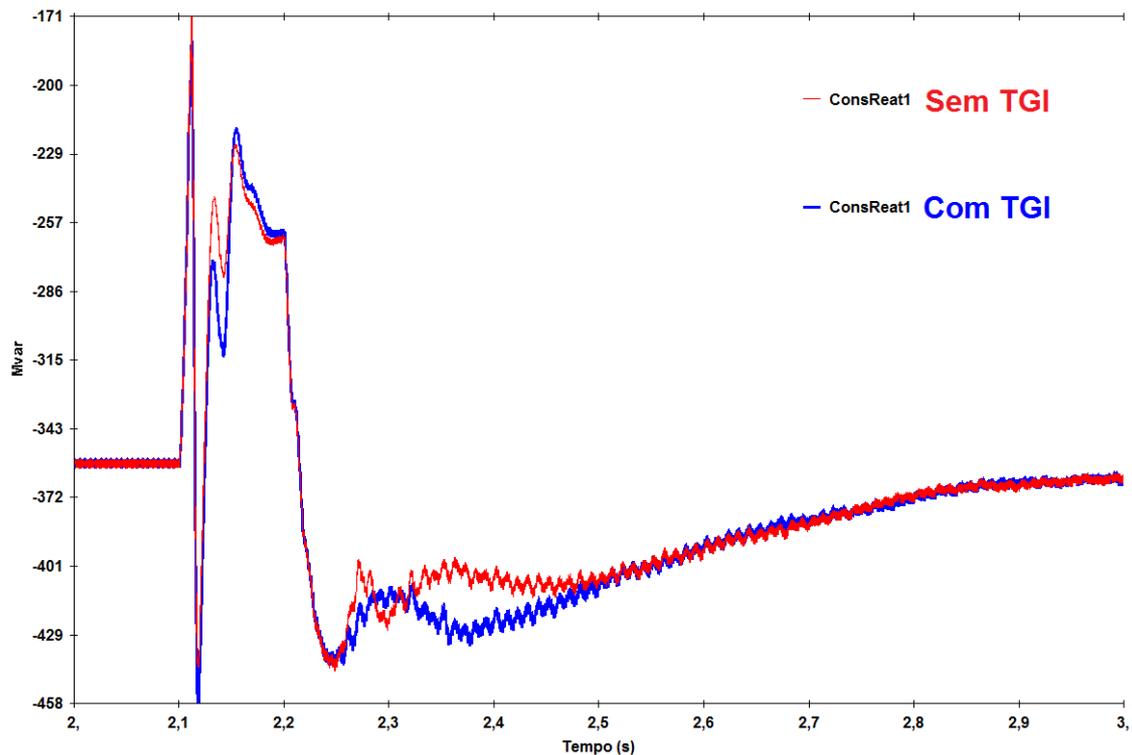


Figura 135 – Consumo de potência reativa medido em Mvar na estação inversora do elo 1: Caso 2 – curva vermelha, Caso 2 com TGI de 7 graus – curva azul

A Figura 126 mostra o poder de contribuição desta ação de controle. De acordo com a Figura 105, no Caso 2, de $MIIF = 0,25$, o elo 2 sofreria a falha de comutação após a extinção da falta, na barra onde houve o defeito. Como pode-se perceber na Figura 126, o aumento temporário do ângulo de extinção aplicado após a detecção da falha de comutação, representado na Figura 130, faz com que o ângulo de extinção (γ) seja controlado num valor mais alto por alguns milissegundos, e isto permite que este elo 2 apresente uma recuperação segura e confiável.

A Figura 128 apresenta um perfil de tensão mais adequado para o caso com aumento temporário do ângulo de extinção, pois, evitada a falha sucessiva de comutação, não ocorre a sobretensão observada no Caso 2, sem a aplicação desta ação de controle.

A Figura 132 mostra o valor de o ângulo de extinção (γ) para os dois casos em análise e mostra que o caso onde foi aplicado o aumento temporário do ângulo de extinção, este ângulo atinge um valor baixo, porém a falha de comutação não ocorre.

Entretanto, deve-se ter em mente que, a aplicação desta técnica implica em um consumo maior, mesmo que transitoriamente, de potência reativa. Como o ângulo de

extinção (γ) atua diretamente no montante de potência reativa requisitado pela conversora, o aumento temporário desta grandeza fará com que temporariamente, a conversora necessite de mais potência reativa como pode-se notar nas Figuras 134 e 135.

Para o caso de $MIIF = 0,60$ foi utilizado um aumento temporário do ângulo de extinção (γ) de 17° com uma taxa de redução de 1 rad/s , ou $57,29578 \text{ graus/s}$. Com isso, após a falha de comutação deixar de ocorrer, o valor do ângulo de extinção (γ) levou cerca 296 ms para voltar a ser controlado em 15° . Como pode-se perceber nas Figuras 136 e 137, isso evitou que houvesse a falha de comutação sucessiva em ambos os elos, que aconteceria, como foi visto no Caso 3.

As Figuras 127, 129, 131 e 133 foram apresentadas a título de ilustração, pois no Caso 2, não ocorreu falha de comutação sucessiva no elo 1, então a técnica de aumento temporário do ângulo de extinção não teve nenhum efeito significativo para o elo 1 no Caso 2.

As figuras a seguir mostrarão a aplicação do aumento temporário do ângulo de extinção no Caso 3.

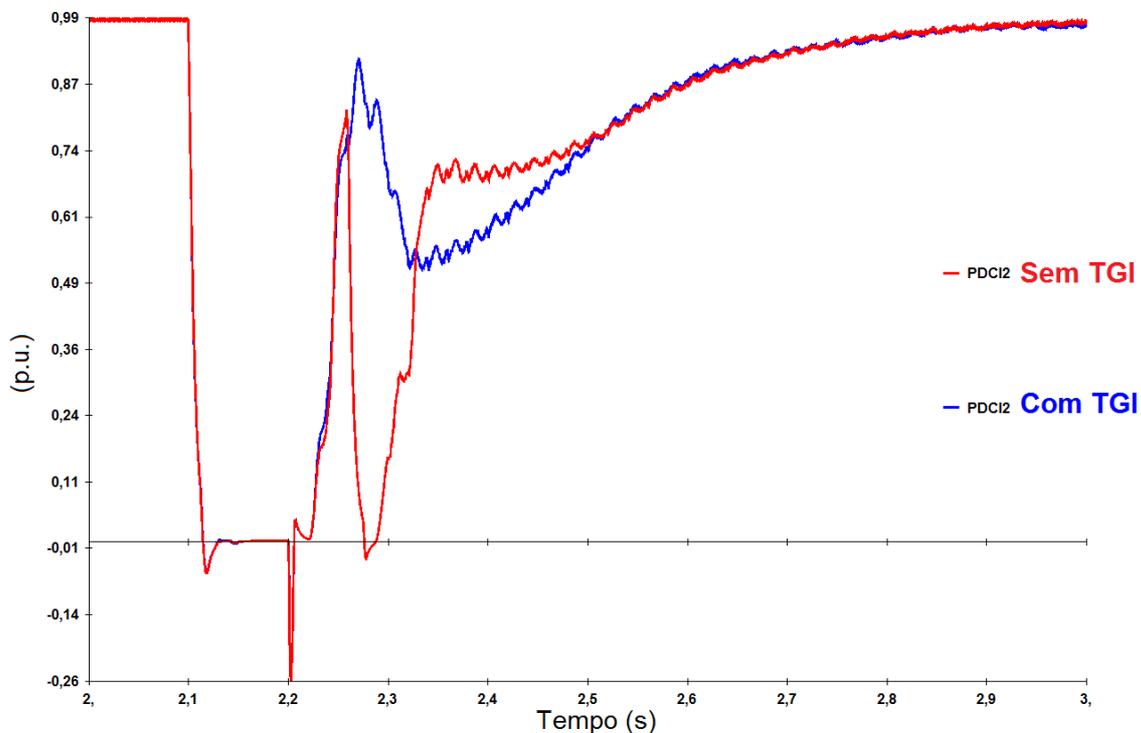


Figura 136 – Potência transmitida em p.u. pelo elo 2: Caso 3 – curva vermelha, Caso 3 com TGI de 17 graus – curva azul

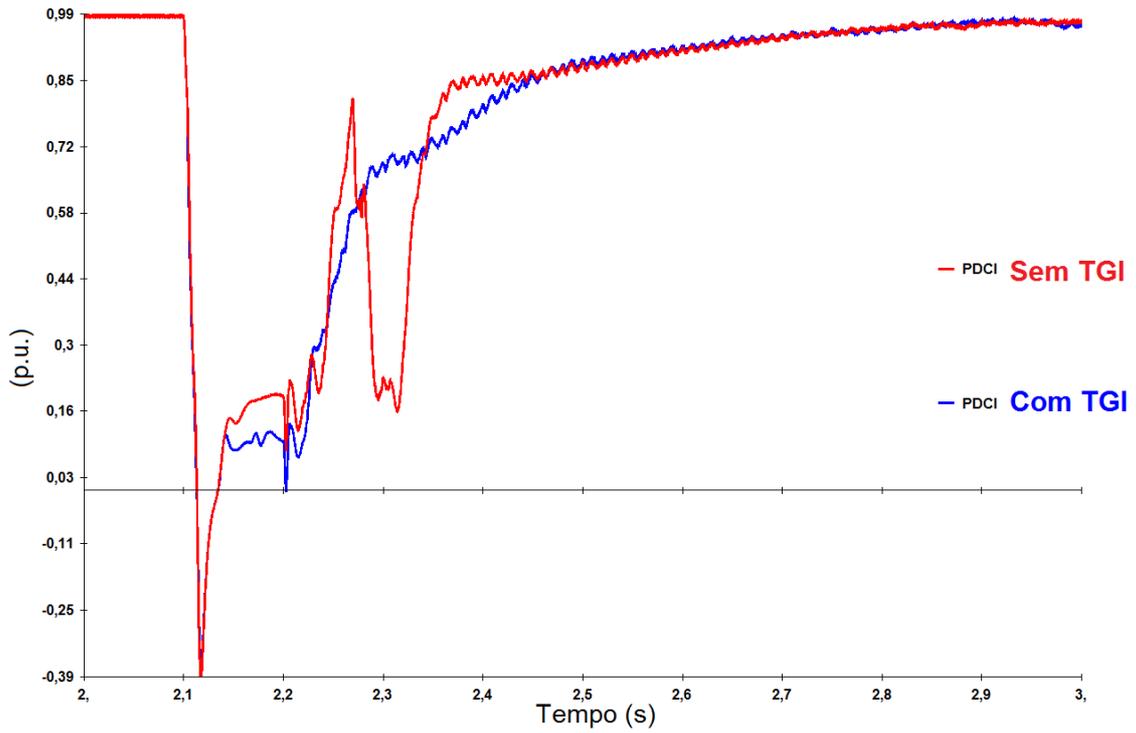


Figura 137 – Potência transmitida em p.u. pelo elo 1: Caso 3 – curva vermelha, Caso 3 com TGI de 17 graus – curva azul

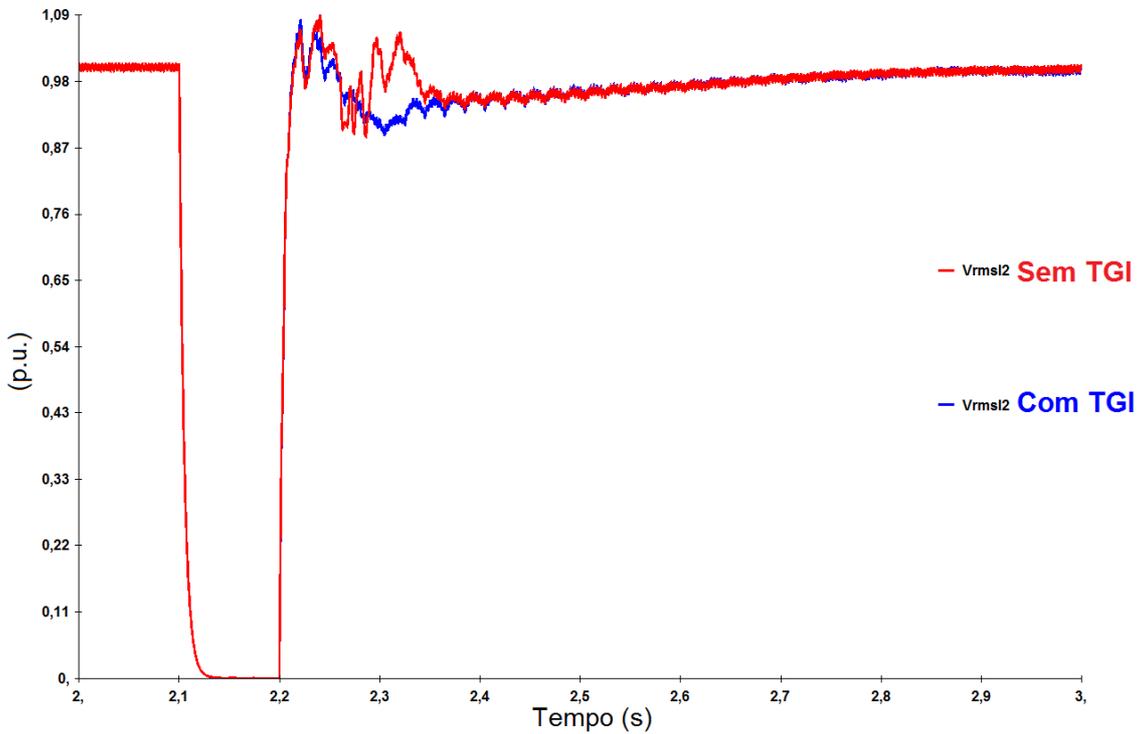


Figura 138 – Tensão CA em p.u. na estação inversora do elo 2: Caso 3 – curva vermelha, Caso 3 com TGI de 17 graus – curva azul

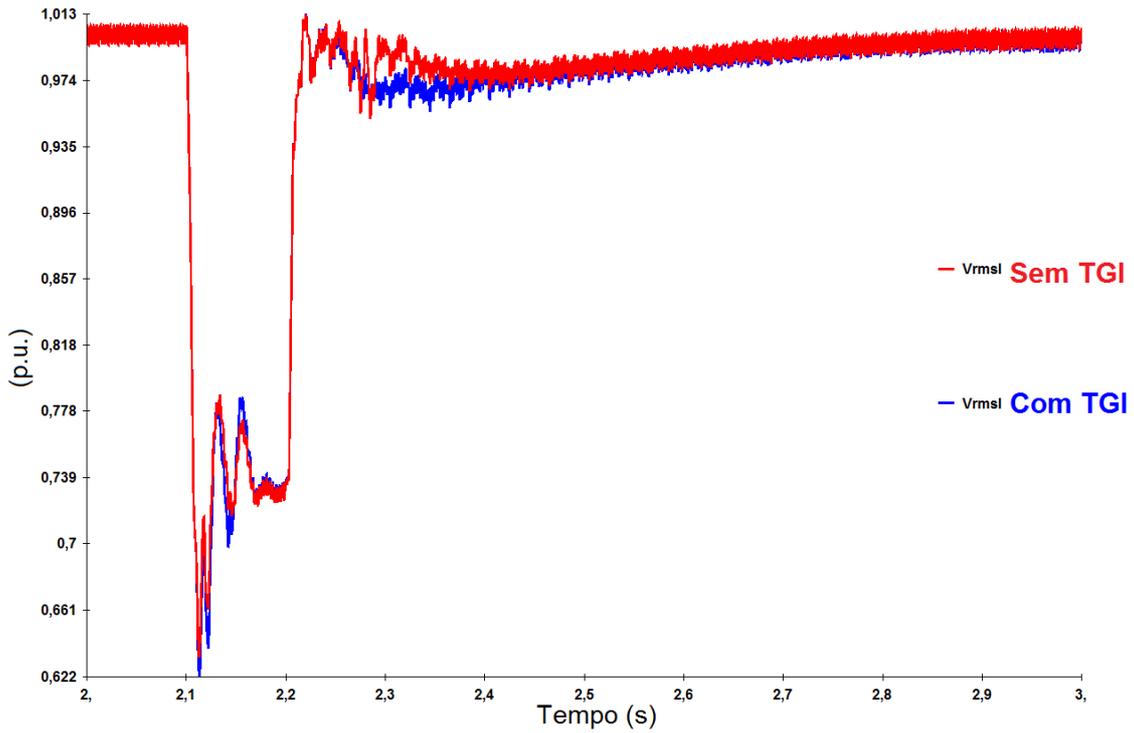


Figura 139 – Tensão CA em p.u. na estação inversora do elo 1: Caso 3 – curva vermelha, Caso 3 com TGI de 17 graus – curva azul

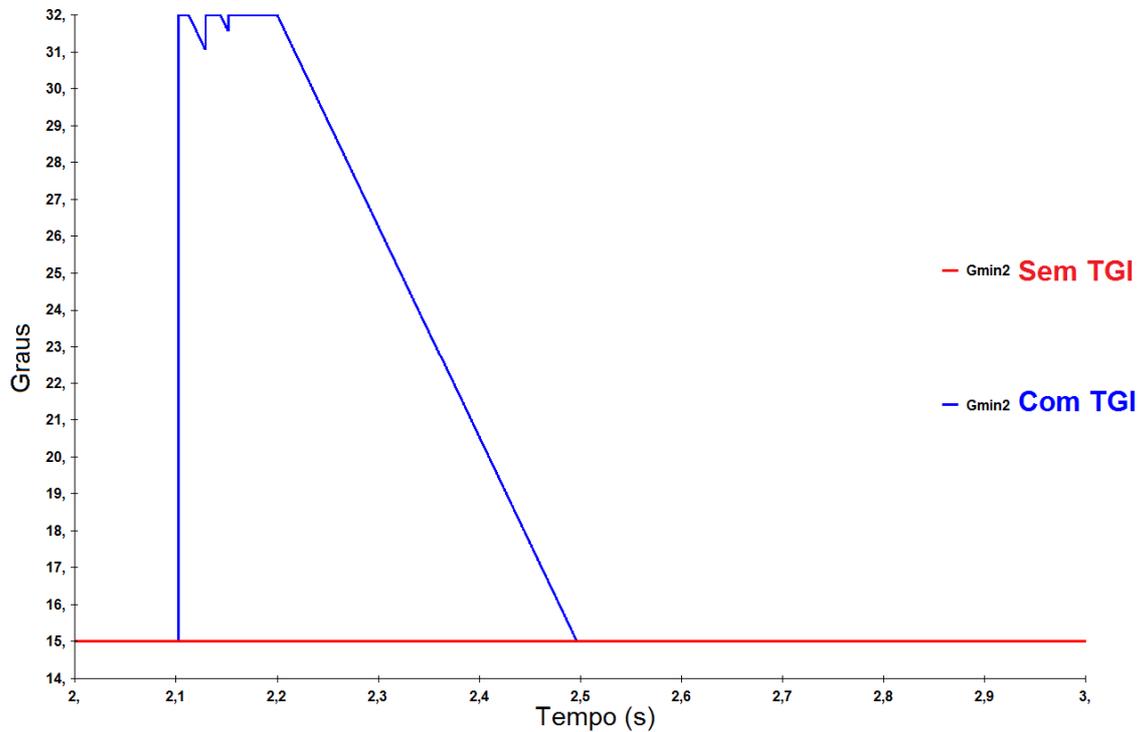


Figura 140 – Ordem de γ em graus na estação inversora do elo 2: Caso 3 – curva vermelha, Caso 3 com TGI de 17 graus – curva azul

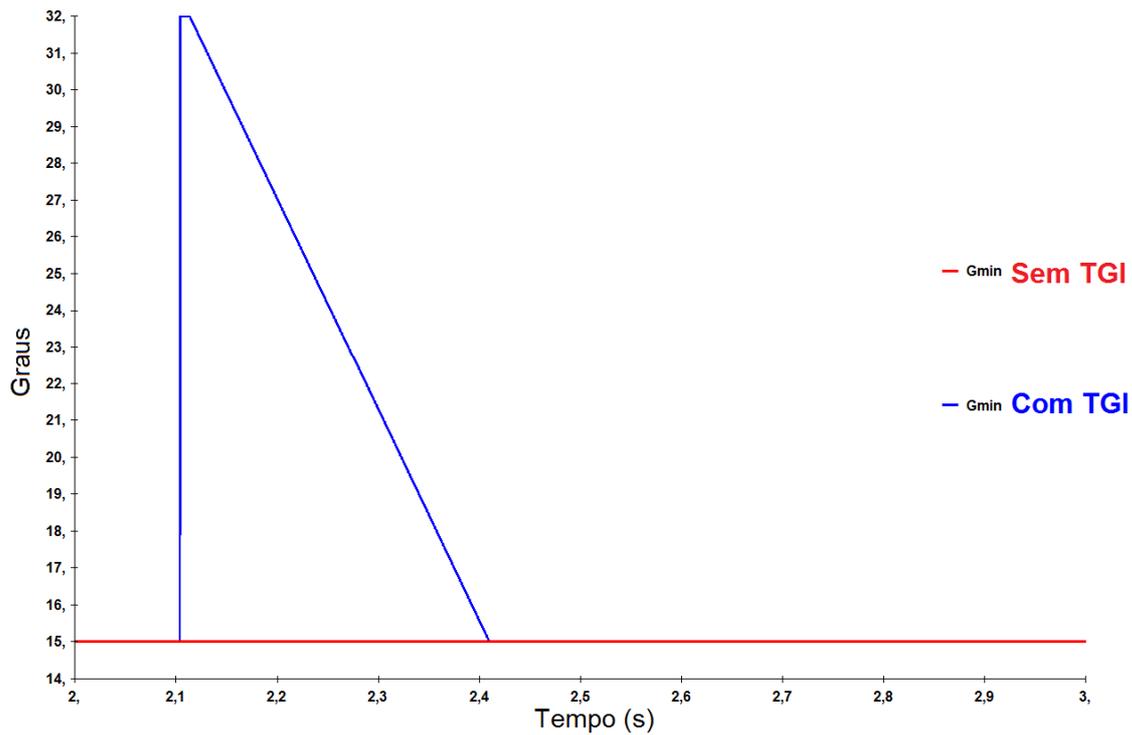


Figura 141 – Ordem de γ em graus na estação inversora do elo 1: Caso 3 – curva vermelha, Caso 3 com TGI de 17 graus – curva azul

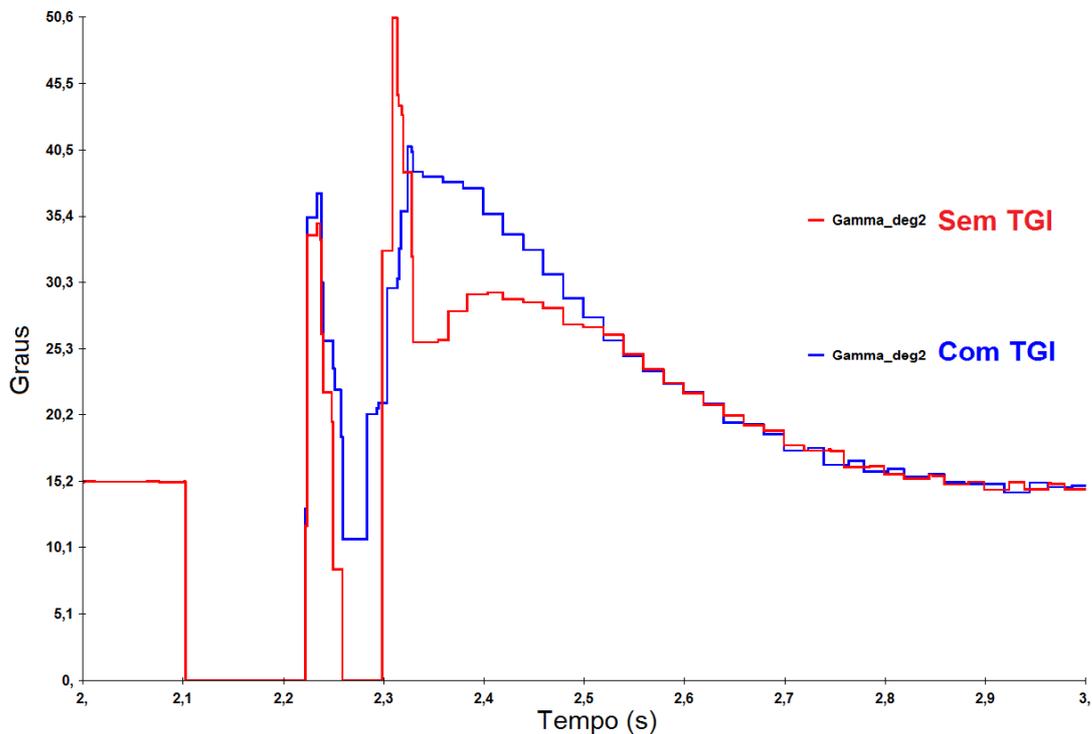


Figura 142 – γ medido em graus na estação inversora do elo 2: Caso 3 – curva vermelha, Caso 3 com TGI de 17 graus – curva azul

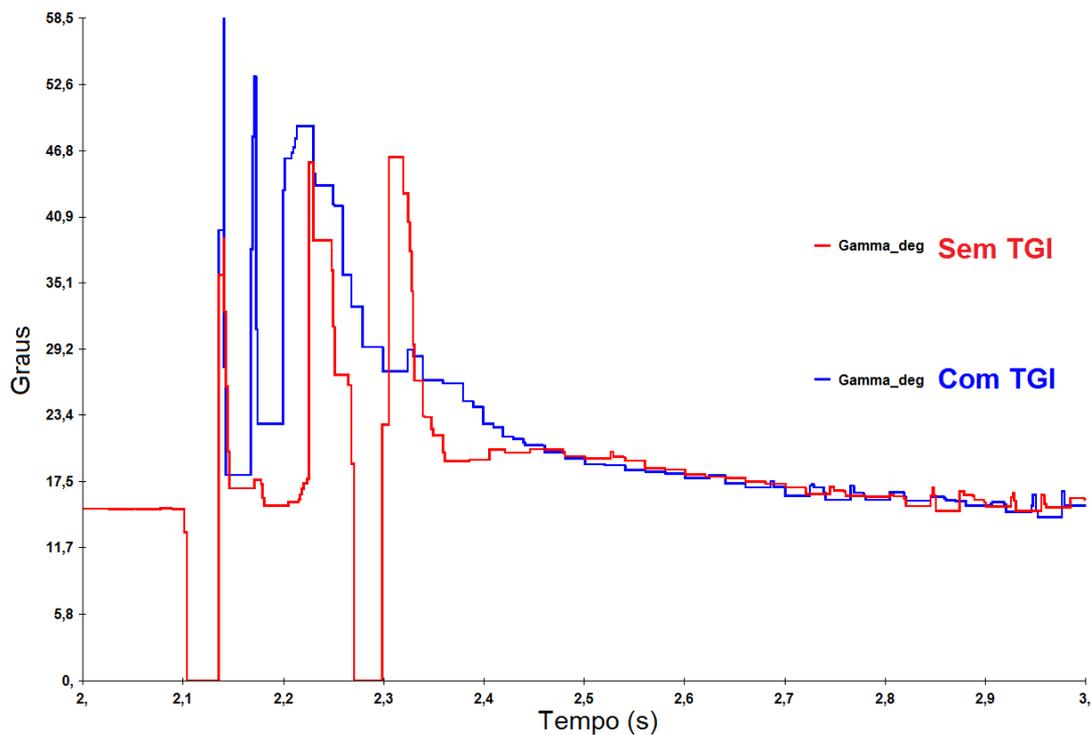


Figura 143 – γ medido em graus na estação inversora do elo 1: Caso 3 – curva vermelha, Caso 3 com TGI de 17 graus – curva azul

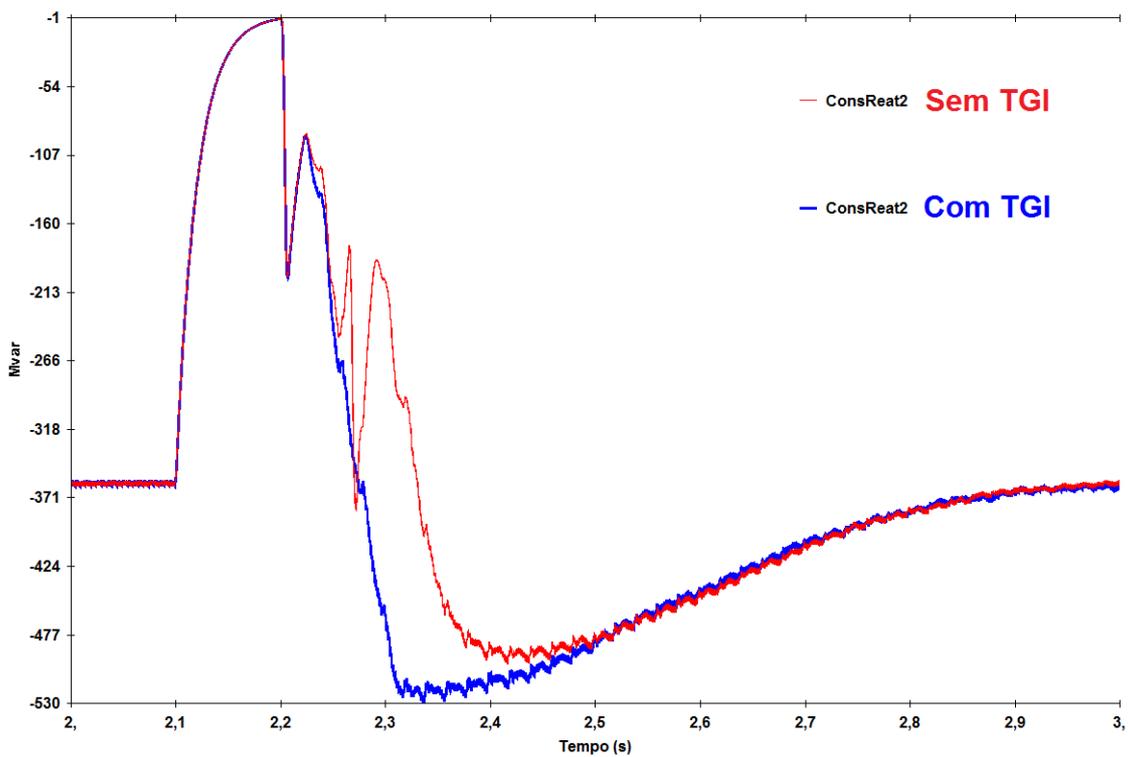


Figura 144 – Consumo de potência reativa medido em Mvar na estação inversora do elo 1: Caso 3 – curva vermelha, Caso 3 com TGI de 17 graus – curva azul

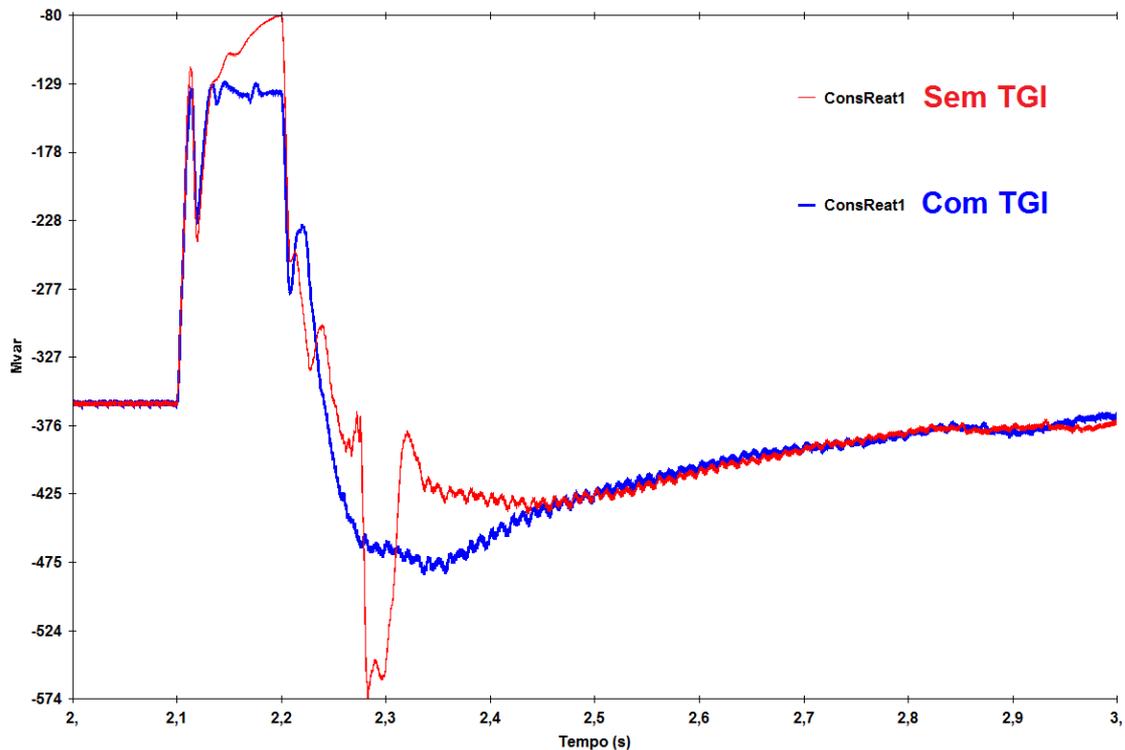


Figura 145 – Consumo de potência reativa medido em Mvar na estação inversora do elo 1: Caso 3 – curva vermelha, Caso 3 com TGI de 17 graus – curva azul

As Figuras 136 e 137 mostram o poder de contribuição desta ação de controle. De acordo com as Figuras 105 e 106, no Caso 3, de $MIIF = 0,60$, ambos os elos sofreriam a falha de comutação após a extinção da falta aplicada na barra da estação inversora do elo 2. Como pode-se perceber nas Figuras 136 e 137, o aumento temporário do ângulo de extinção mostrado nas Figuras 140 e 141, aplicado após a detecção da falha de comutação faz com que o do ângulo de extinção (γ) seja controlado num valor mais alto por alguns milissegundos, e isto permite que os elos 1 e 2 apresentem uma recuperação segura e confiável.

As Figuras 138 e 139 mostram que quando aplicado o aumento temporário do ângulo de extinção em ambas as pontes conversoras, o perfil de tensão durante a recuperação após a falha de comutação é mais adequado.

As Figuras 142 e 143 mostram que a técnica é efetiva, pois percebe-se que o ângulo de extinção alcança valores maiores quando aplicada essa técnica.

Entretanto, deve-se ter em mente que, a aplicação desta técnica implica em um consumo maior, mesmo que transitoriamente, de potência reativa. Como o ângulo de extinção (γ) atua diretamente no montante de potência reativa requisitado pela

conversora, o aumento temporário desta grandeza fará com que temporariamente, a conversora necessite de mais potência reativa como pode-se notar nas Figuras 144 e 145.

5.1.6 Análise da Ocorrência da Falha de Comutação com a Presença de Apenas um Elo de Corrente Contínua

Nesta seção será avaliada a ocorrência da falha de comutação no sistema teste da Figura 104, com a presença de apenas um elo, ou seja, um dos elos fora de operação. Será avaliado se o comportamento da recuperação após a falta é semelhante ao comportamento no caso da presença dos dois elos.

Para tal, foi utilizado o Caso 16, como $E_{SCR1} = E_{SCR2} = 5$ e um MIIF de 0,15. No caso com a presença de um elo, foram adicionados disjuntores no lado de corrente alternada dos transformadores conversores do elo 1 para tirar este elo de operação. Os filtros associados a este elo também foram desconectados e a tensão terminal na barra CA foi ajustada em 1 p.u. para ambos os casos.

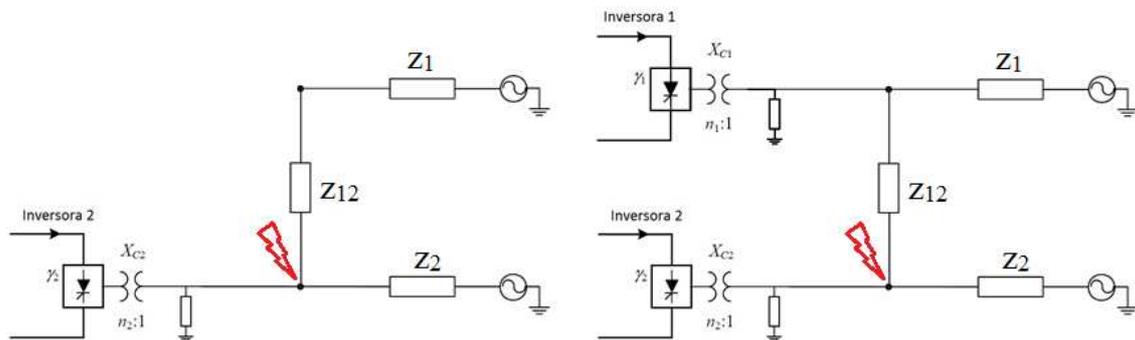


Figura 146 – À esquerda - Presença de um elo – curva vermelha, À direita - Presença de dois elos – curva azul

Pode-se notar na curva vermelha da Figura 147, que o elo 1 está fora de operação.

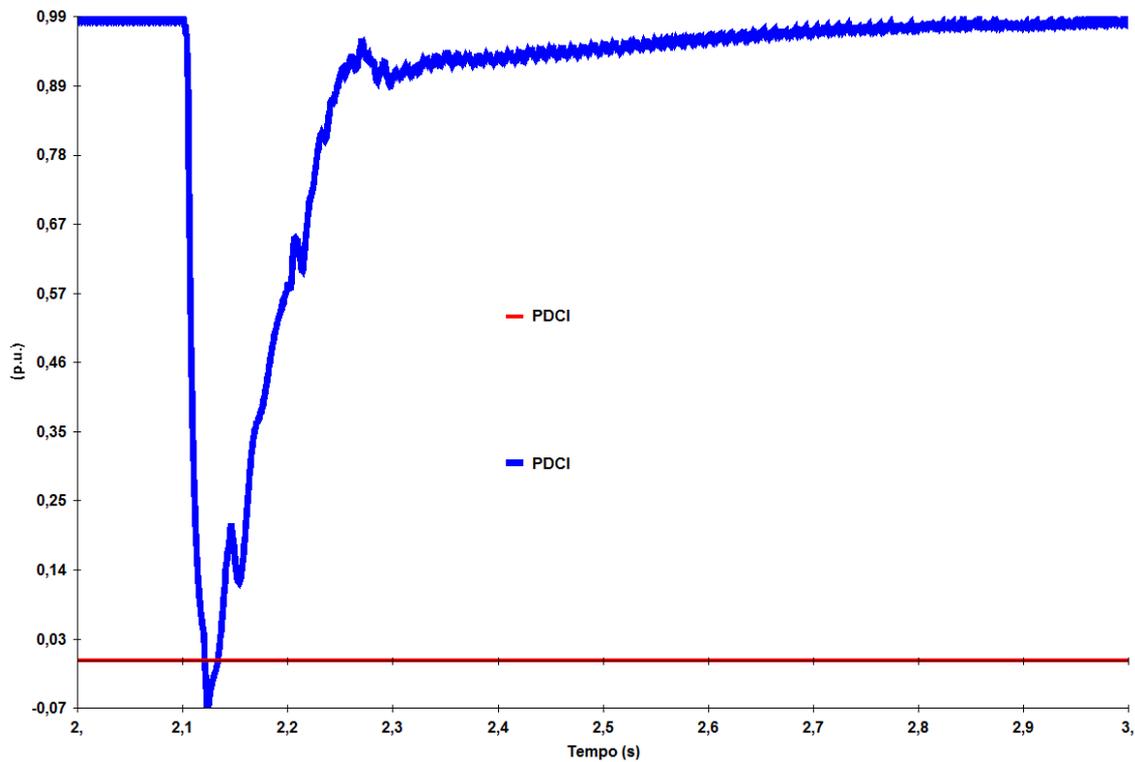


Figura 147 – Potência transmitida em p.u. pelo elo 1: presença de um elo – curva vermelha, presença de dois elos – curva azul

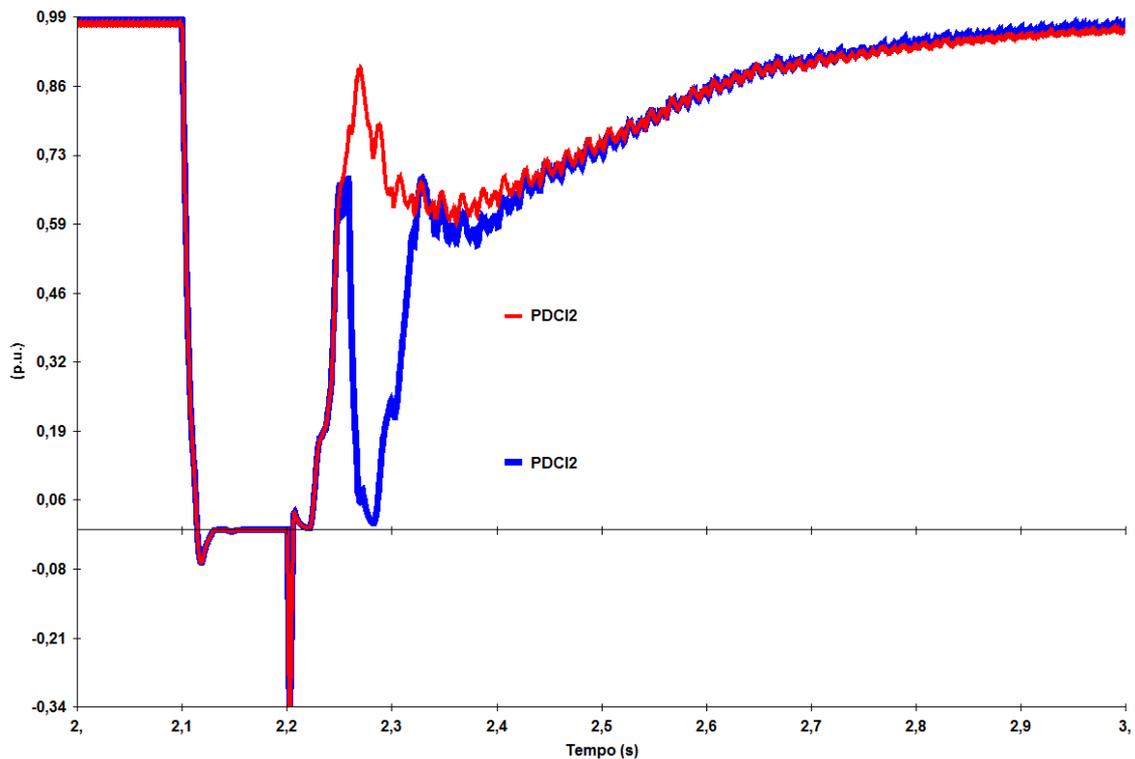


Figura 148 – Potência transmitida em p.u. pelo elo 2: presença de um elo – curva vermelha, presença de dois elos – curva azul

Pode-se notar que a presença de um segundo elo é a causadora da falha de comutação sucessiva na recuperação da potência transmitida, como pode ser visto na

Figura 148. O mesmo teste foi realizado para os casos 2 e 3 com $MIIF = 0,25$ e $0,6$ respectivamente e os resultados foram semelhantes.

5.2 Simulações em ANATEM

As mesmas simulações realizadas na Seção 5.1 foram repetidas utilizando o programa ANATEM. O modelo do elo utilizado foi o mesmo modelo validado no Capítulo 4.

Foi elaborado um arquivo CDU somente com filtros de medição para retratar os mesmos filtros de medição presentes no PSCAD. Os filtros de medição no PSCAD são internos aos medidores e têm a função de atenuar as distorções harmônicas nas formas de onda. Tais filtros tem uma constante de tempo de amortecimento de 5ms. Os filtros de medição no ANATEM foram simulados com blocos do tipo atraso LAG com constante de tempo igual a 5ms para representar o mesmo atraso visto no PSCAD.

As falhas de comutação no ANATEM foram impostas com o código DFCM, com as seguintes premissas: se o valor do ângulo de extinção (γ) cair abaixo de $14,1^\circ$, a falha de comutação ocorre. Este é o valor utilizado para os conversoras do sistema de transmissão CC da usina de Itaipu. A duração ajustada da falha de comutação é igual ao tempo de defeito (100ms) para a ponte conversora cuja barra CA teve o defeito aplicado. Para a barra CA remota, que não teve sua barra CA em defeito, a falha de comutação tem um tempo de duração ajustado em 16ms. Esses valores são retirados de experiências profissionais e são considerados como valores aceitáveis.

Os casos foram construídos da mesma maneira que foi citada na Seção 5.1.

5.2.1 Análise da Sensibilidade do Índice MIIF

Pode-se perceber na Figura 150, que no Caso 1, de $MIIF = 0,1$, e elo 1 apresenta uma recuperação mais rápida que no Caso 2, de $MIIF = 0,25$ que por sua vez, apresenta uma recuperação mais rápida que no Caso 3 de $MIIF = 0,6$. Essa análise é ratificada pela simulação em PSCAD. Então a análise de sensibilidade dos fatores MIIFs pode ser comprovada também no ANATEM.

Da mesma forma que na análise feita em PSCAD, nesta análise, na Figura 152, também pôde-se perceber o efeito dos fatores MIIF na tensão CA da estação inversora do elo 1, no instante da falta. O Caso 1, com $MIIF = 0,10$, apresenta uma queda de

tensão em torno de 10%, enquanto o Caso 2, com $MIIF = 0,25$, apresenta uma queda de tensão em torno de 25% ao passo que o Caso 3, com $MIIF = 0,60$, apresenta uma queda de tensão em torno de 60%.

Entretanto, ao comparar duas análises de sensibilidade nos dois programas, percebe-se que nas análises em PSCAD é possível perceber falhas de comutação após a extinção da falta, fato este que não foi verificado na simulação em ANATEM.

Como já foi visto na Seção 4.4.1, em programas de transitórios eletromecânicos, a resposta da rede CA é considerada instantânea para análise dos fenômenos eletromecânicos tendo seus transitórios considerados como rapidamente amortecidos e, portanto desprezados. Estes transitórios são importantes no fenômeno da falha de comutação, porém só podem ser representados em um programa de transitórios eletromagnéticos. Além disso, na simulação em programas de transitórios eletromecânicos passa-se instantaneamente dos valores do instante 0- para o instante 0+ da falta, quando na verdade ocorre um transitório rápido.

Harmônicos de tensão e corrente, tanto do lado CA quando do lado CC e as distorções por eles provocadas são desprezadas. A análise em programas de transitórios eletromecânicos apenas considera as variações de baixa frequência em torno da frequência fundamental.

O que ocorreu na análise de sensibilidade no PSCAD é que algum fenômeno transitório rápido pode ter causado uma distorção nas formas de ondas das tensões no transformador conversor que causou uma falha de comutação sucessiva, nos Casos 2 e 3. Este transitório rápido, não poderá ser percebido num programa do tipo do ANATEM.

Assim, continuar-se-á com a análise de sensibilidade no ANATEM, mas já tendo em mente que não será possível visualizar todos os fenômenos vistos no PSCAD.

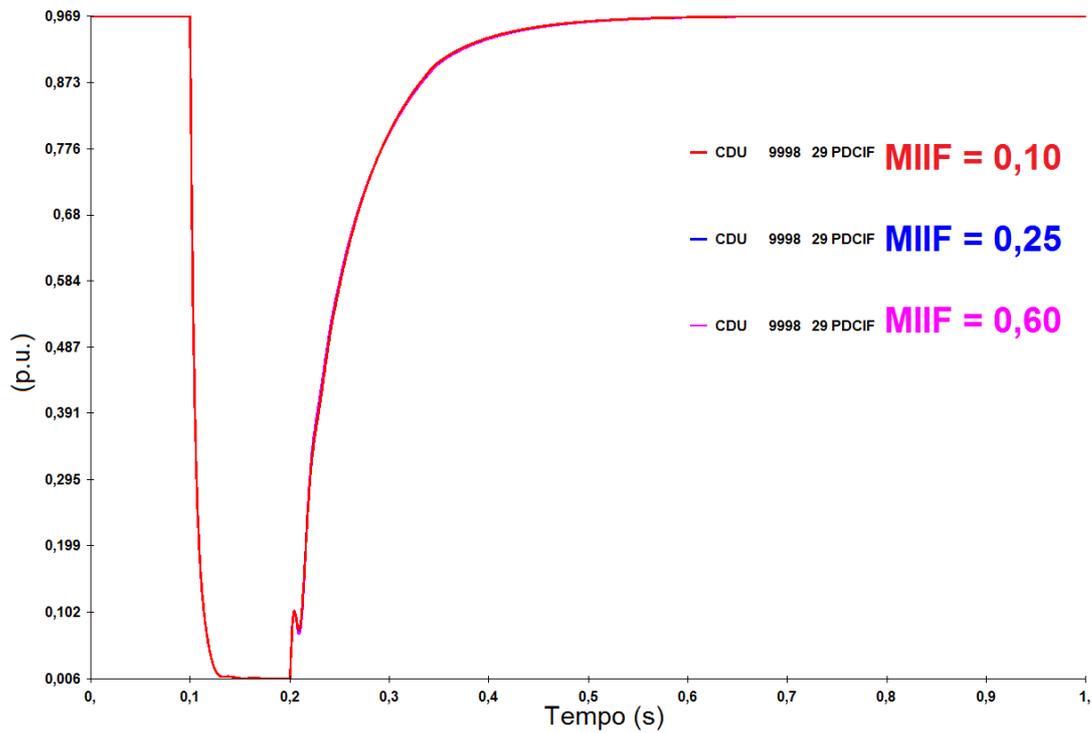


Figura 149 – Potência transmitida em p.u. pelo elo 2: Caso 1 – curva vermelha, Caso 2 – curva azul, Caso 3 – curva rosa

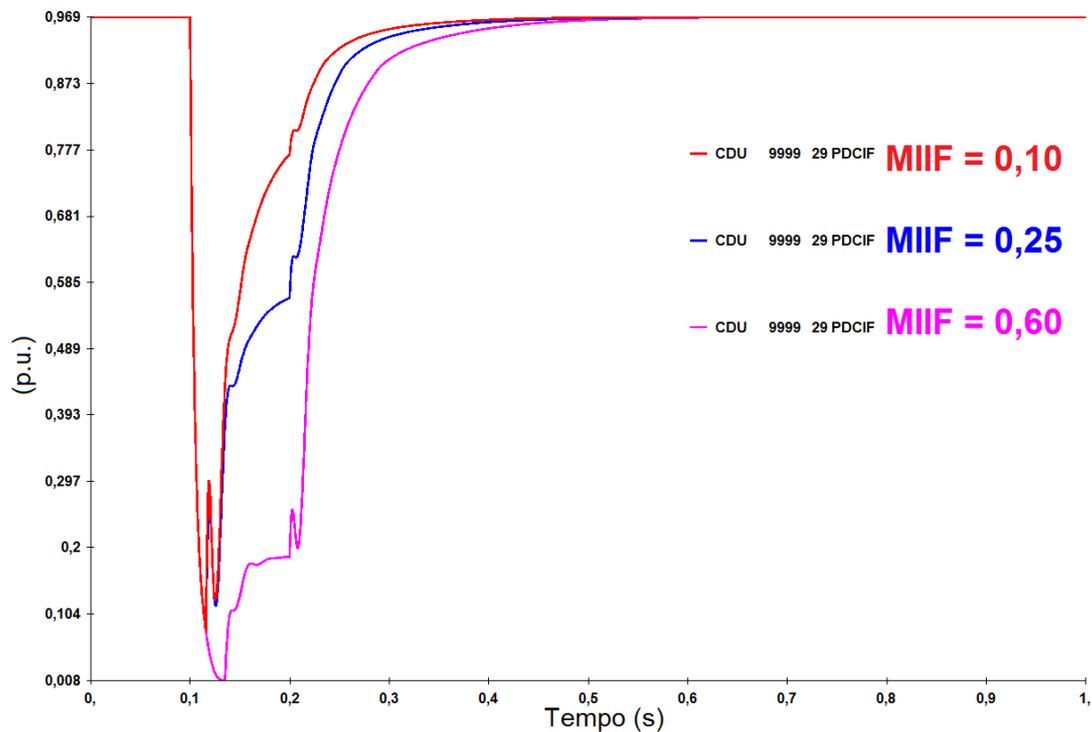


Figura 150 – Potência transmitida em p.u. pelo elo 1: Caso 1 – curva vermelha, Caso 2 – curva azul, Caso 3 – curva rosa

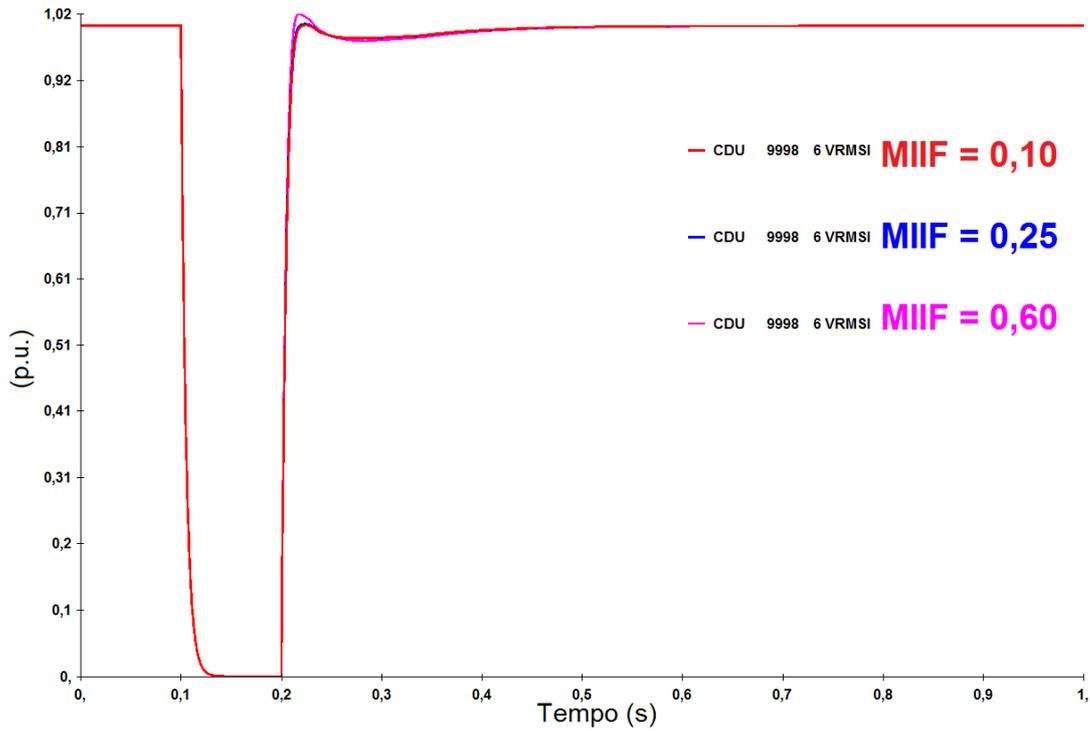


Figura 151 – Tensão CA em p.u. na estação inversora do elo 2: Caso 1 – curva vermelha, Caso 2 – curva azul, Caso 3 – curva rosa

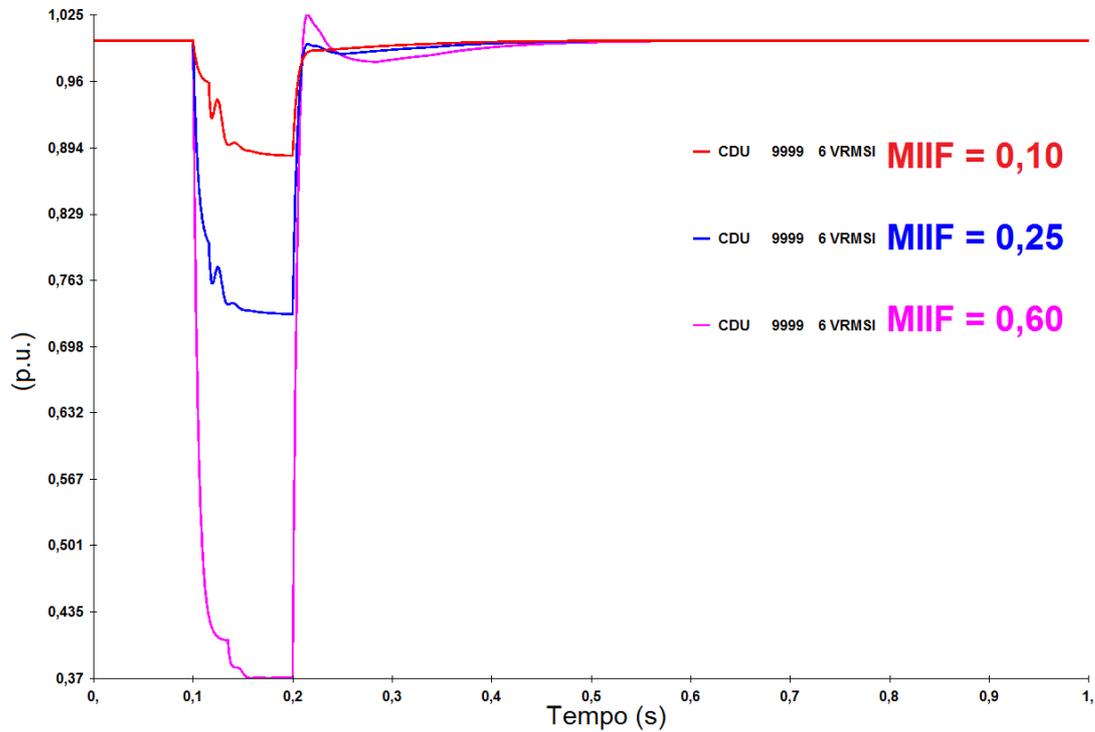


Figura 152 – Tensão CA em p.u. na estação inversora do elo 1: Caso 1 – curva vermelha, Caso 2 – curva azul, Caso 3 – curva rosa

5.2.2 Análise da Sensibilidade do Índice ESCR

Esta análise de sensibilidade se mostrou bastante ineficaz no que concernem às percepções das diferenças entre os casos. No PSCAD, essa diferença é bem mais clara como foi apresentado na Seção 5.1.2. Na análise no ANATEM, a falha de comutação ocorre durante o defeito em todos os casos, em ambas as estações inversoras, como pode ser visto nas Figuras 153 e 154. Entretanto, diferentemente da análise feita no PSCAD, nesta análise apenas foi observada falha de comutação após a extinção do defeito nos Casos 6 (ESCR = 3,5), 7 (ESCR = 3) e 8 (ESCR = 2,5) para o elo 2. Para o elo 1 esta falha também ocorre no Caso 8. Entretanto essas falhas de comutação só são possíveis de serem visualizadas ao fazer uma ampliação nas Figuras 157 e 158, dos ângulos de extinção. Ao analisar essa ampliação nas Figuras 159 e 160, pode-se perceber que em alguns momentos, bastante rapidamente, o ângulo de extinção (γ) vai à zero. O que acontece nesta situação é uma impossibilidade matemática de calcular $\alpha + \gamma + \mu = 180^\circ$ sem utilizar valores negativos para estes ângulos, então, o ANATEM entende isso como uma falha de comutação, no entanto bem rápida.

Ao observar as Figuras 155 e 156 das tensões CA, pode-se perceber que quanto se maior o ESCR, menor a sobretensão na extinção do defeito, como também pôde ser constatado nas simulações em PSCAD. Isso é justificado pelo caso de maior ESCR ter um maior nível de curto-circuito, ou seja, as fontes, nos casos de maior ESCR têm que contribuir para o curto-circuito predominantemente indutivo com um valor maior de potência reativa durante o defeito do que nos casos de menor ESCR. Na extinção do defeito, essa enorme quantidade de potência reativa fornecida é retirada do sistema. Assim, a tensão tende a ficar menor quando a quantidade de reativos retirada do sistema é maior. É como se fosse ligado um reator da ordem de grandeza do nível de curto-circuito. Quanto maior o valor do nível curto-circuito, maior este reator, que limita o aumento da tensão.

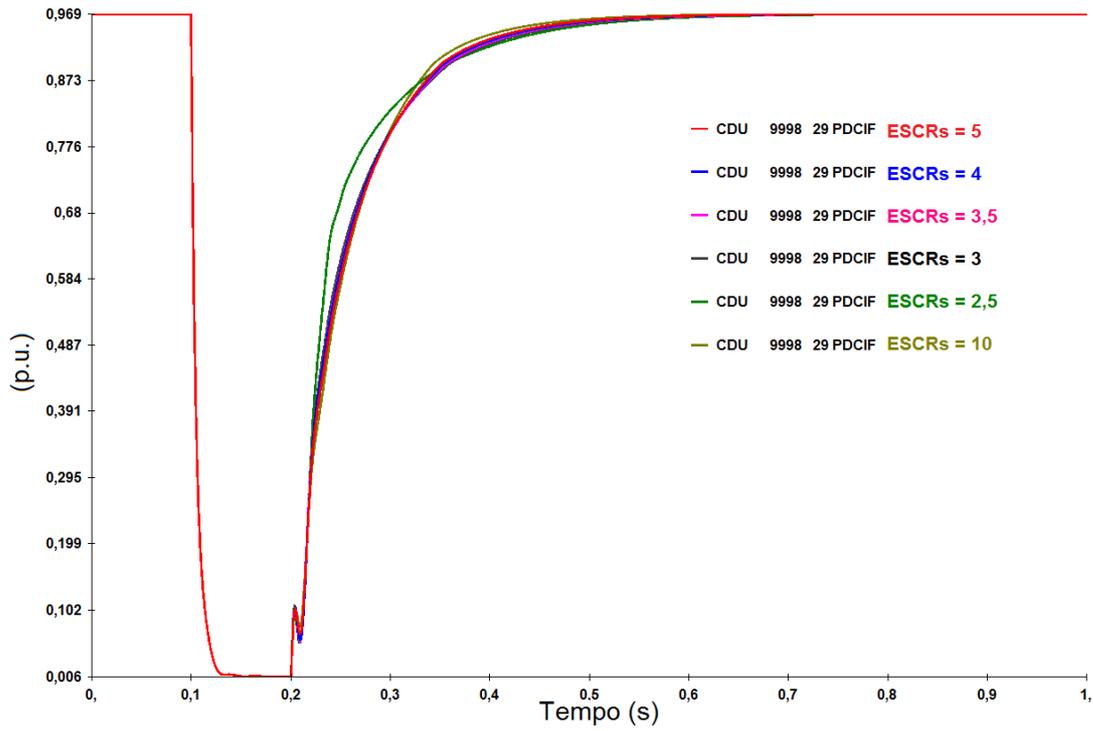


Figura 153 – Potência transmitida em p.u. pelo elo 2: Caso 4 – curva vermelha, Caso 5 – curva azul, Caso 6 – curva rosa, Caso 7 – curva preta, Caso 8 – curva verde, Caso 9 - curva mostarda

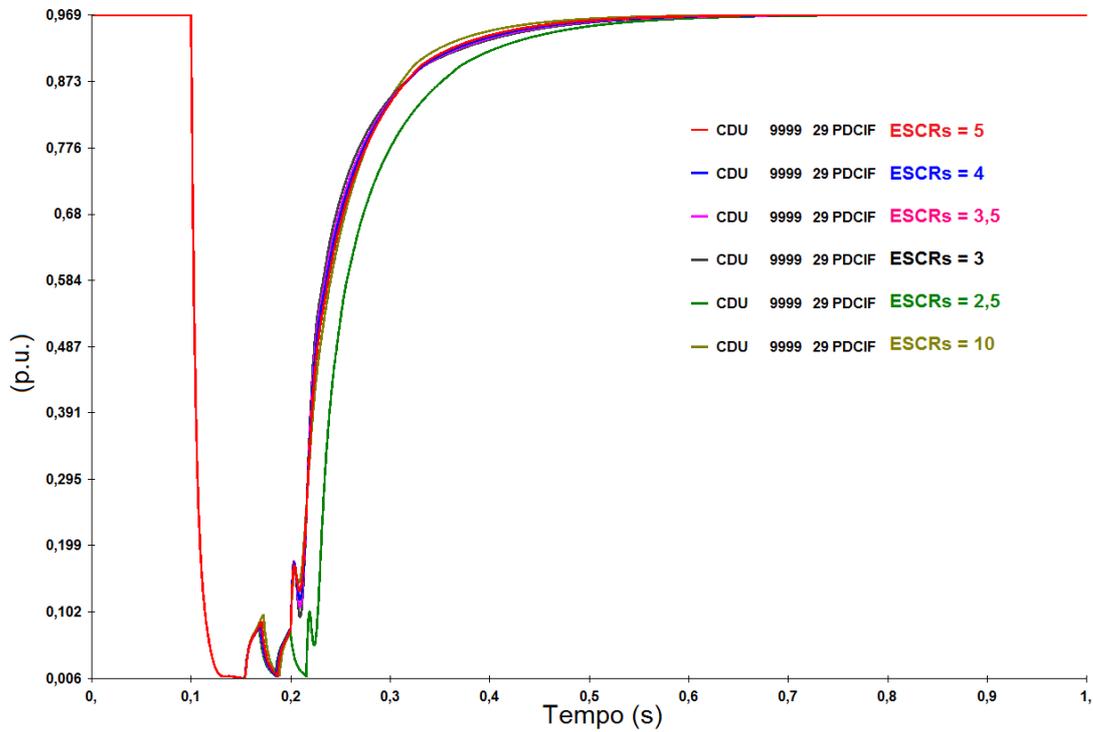


Figura 154 – Potência transmitida em p.u. pelo elo 1: Caso 4 – curva vermelha, Caso 5 – curva azul, Caso 6 – curva rosa, Caso 7 – curva preta, Caso 8 – curva verde, Caso 9 - curva mostarda

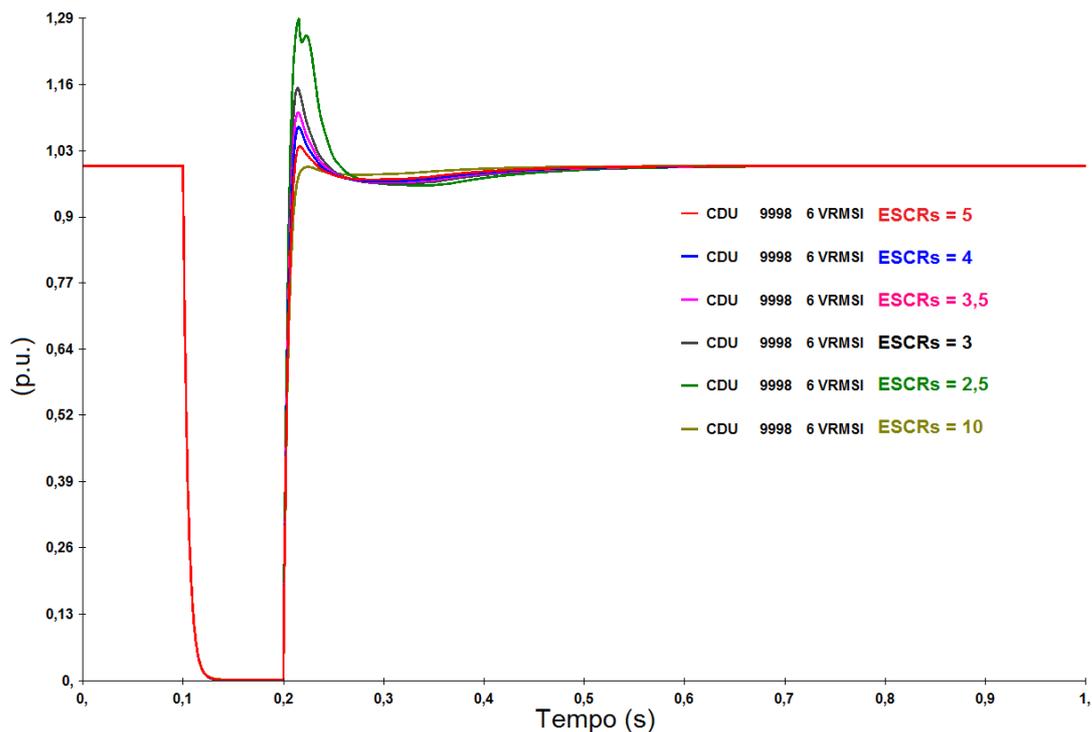


Figura 155 – Tensão CA em p.u. na estação inversora do elo 2: Caso 4 – curva vermelha, Caso 5 – curva azul, Caso 6 – curva rosa, Caso 7 – curva preta, Caso 8 – curva verde, Caso 9 - curva mostarda

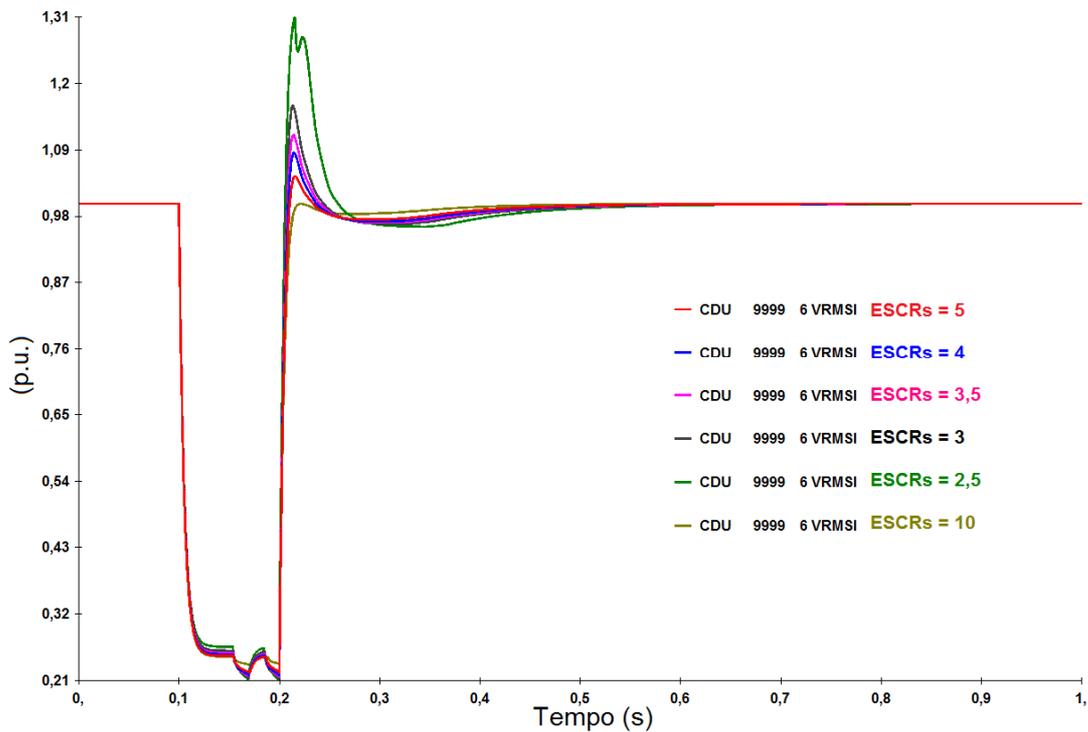


Figura 156 – Tensão CA em p.u. na estação inversora do elo 1: Caso 4 – curva vermelha, Caso 5 – curva azul, Caso 6 – curva rosa, Caso 7 – curva preta, Caso 8 – curva verde, Caso 9 - curva mostarda

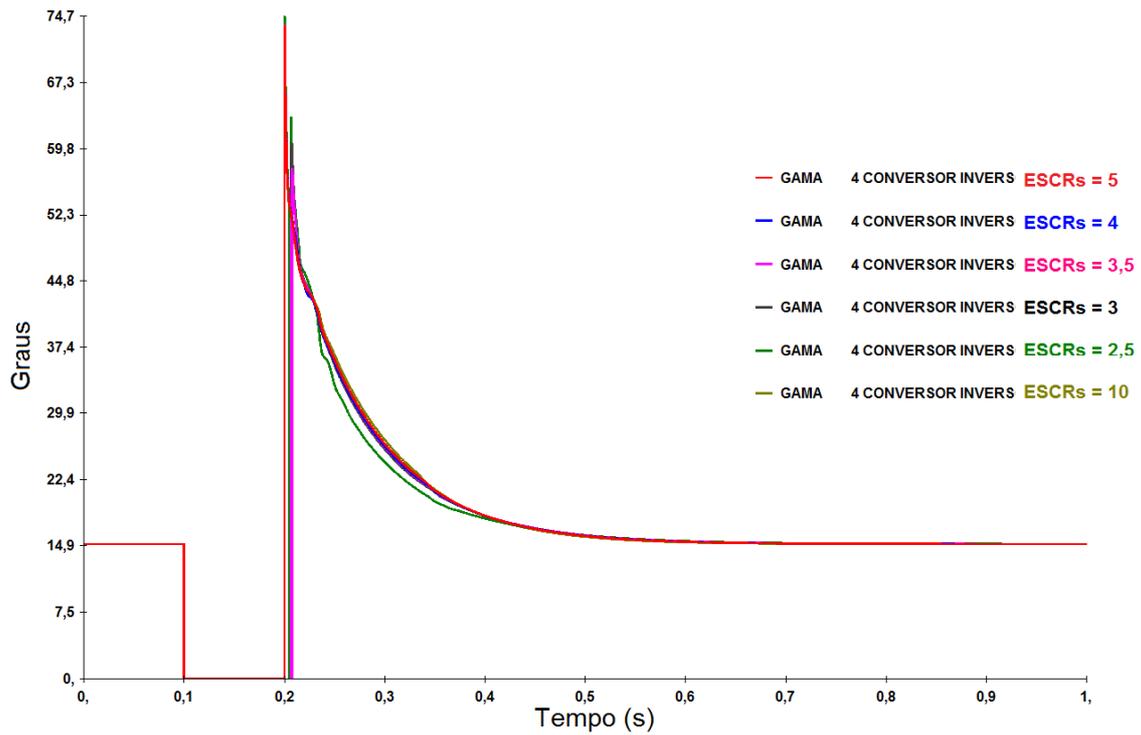


Figura 157 – Ordem de γ em graus na estação inversora do elo 2: Caso 4 – curva vermelha, Caso 5 – curva azul, Caso 6 – curva rosa, Caso 7 – curva preta, Caso 8 – curva verde, Caso 9 - curva mostarda

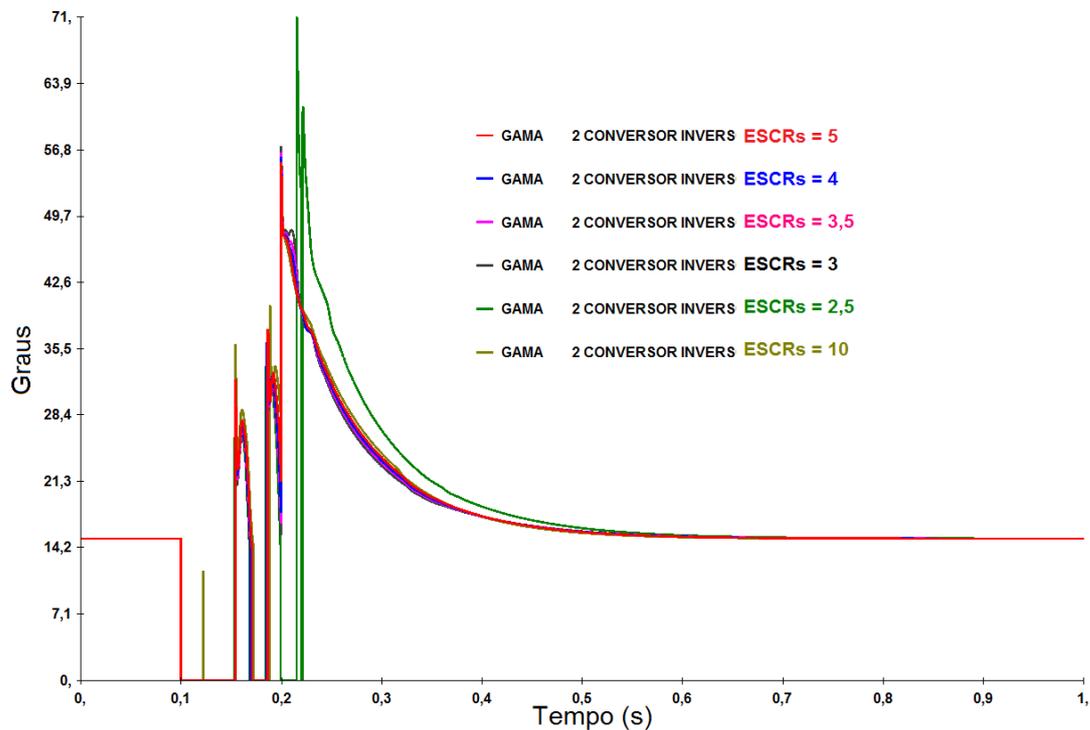


Figura 158 – Ordem de γ em graus na estação inversora do elo 1: Caso 4 – curva vermelha, Caso 5 – curva azul, Caso 6 – curva rosa, Caso 7 – curva preta, Caso 8 – curva verde, Caso 9 - curva mostarda

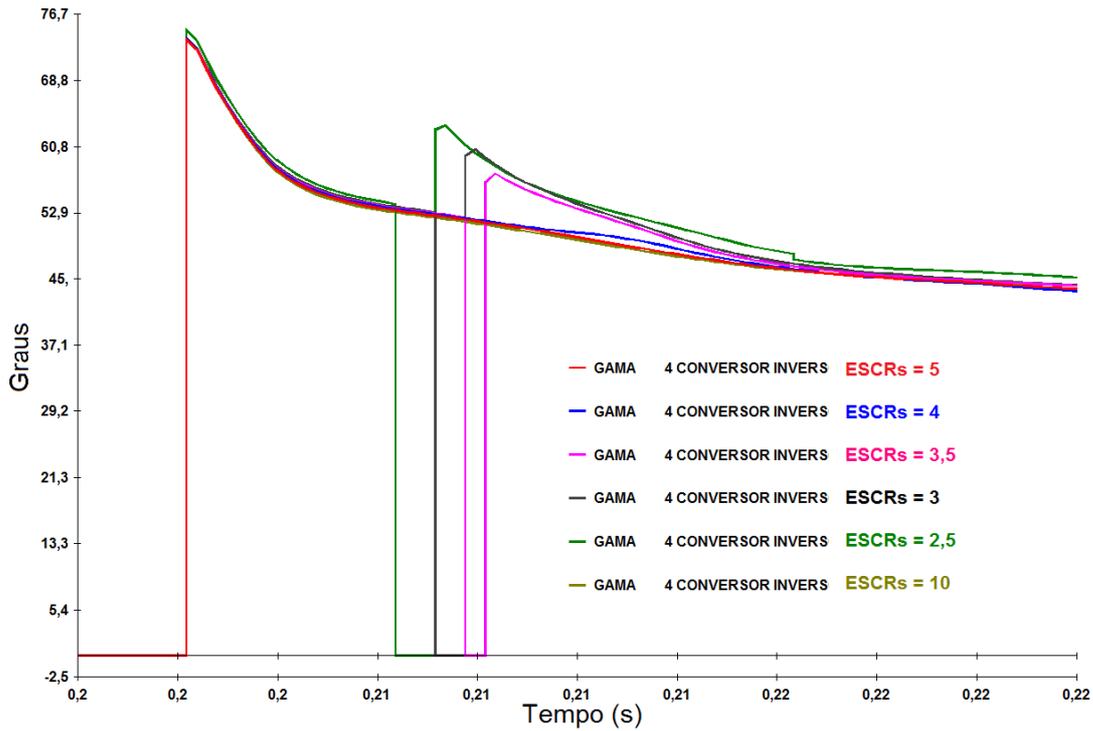


Figura 159 – Ordem de γ em graus na estação inversora do elo 2: Caso 4 – curva vermelha, Caso 5 – curva azul, Caso 6 – curva rosa, Caso 7 – curva preta, Caso 8 – curva verde, Caso 9 - curva mostarda – Ampliação da Figura 157

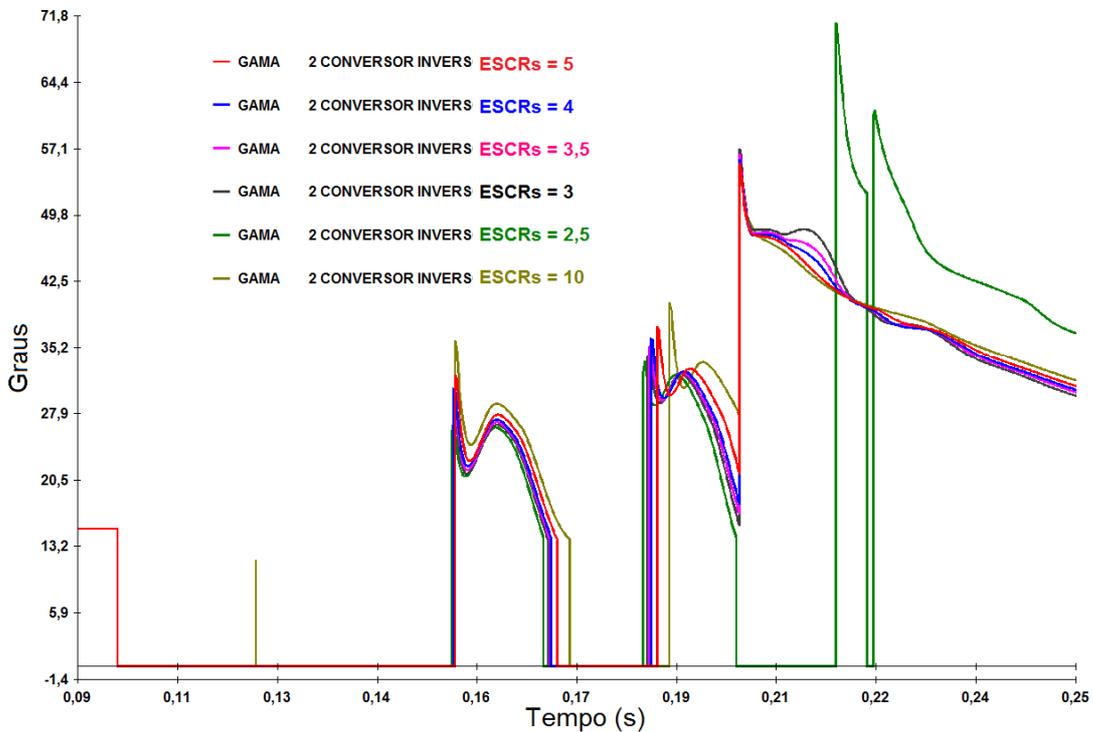


Figura 160 – Ordem de γ em graus na estação inversora do elo 1: Caso 4 – curva vermelha, Caso 5 – curva azul, Caso 6 – curva rosa, Caso 7 – curva preta, Caso 8 – curva verde, Caso 9 - curva mostarda - Ampliação da Figura 158

5.2.3 Análise da Sensibilidade da impedância de interligação

Mais uma vez a análise de sensibilidade feita no ANATEM não conseguiu reproduzir as constatações feitas nas simulações no PSCAD. A falha de comutação ocorre durante o defeito em todos os casos, em ambas as estações inversoras, como pode ser visto nas Figuras 161 e 162.

A análise de sensibilidade no ANATEM mostra que quanto menor o valor da impedância de interligação (z_{12}), pior é a recuperação do elo 1. O elo 2 teve recuperação idêntica para todos os casos.

Uma constatação feita no PSCAD, na Figura 116, que também pode ser visualizada nesta análise, na Figura 164, foi com relação ao valor da queda de tensão na barra CA da estação inversora do elo 1 no momento do defeito. Esta diferença é justificada pelos diferentes valores de MIIF entre os casos. Quanto maior o MIIF, maior a queda de tensão observada.

Outra diferença encontrada foi a duração e a quantidade de falhas de comutação na estação inversora do elo 1 durante o defeito. Entretanto essas falhas de comutação só são possíveis de serem visualizadas ao fazer uma ampliação na Figura 166. Pode-se perceber na ampliação, na Figura 167, que os Casos 10 (z_{12}) e 11 ($130\%z_{12}$) têm uma segunda falha de comutação após a recuperação da primeira falha. Isso não ocorre no Caso 12 ($80\%z_{12}$). Os Casos 13 ($50\%z_{12}$), 14 ($26\%z_{12}$) e 15 ($18\%z_{12}$) apresentam uma falha de comutação que perdura por mais tempo.

O Caso 12 ($80\%z_{12}$) apresentou um melhor desempenho quanto às falhas de comutação no elo 1. Este fato mostra que em alguns casos existe uma relação de compromisso entre os valores da impedância de interligação (z_{12}), MIIF e ESCR.

Quando numa configuração de *DC Multi-Infeed*, há um reforço no sistema (novas linhas construídas) entre estações inversoras, a impedância de interligação (z_{12}) é reduzida, ou seja, mais acoplamento e por isso maior a probabilidade de ocorrer falha de comutação, pois os valores de MIIFs ficam maiores. Por outro lado, os valores de ESCR e MESCR são melhorados reduzindo a probabilidade de falhas de comutação e ajudando na recuperação em caso de falhas. A relação de equilíbrio entre estes fatores só pode ser determinada através de análises detalhadas.

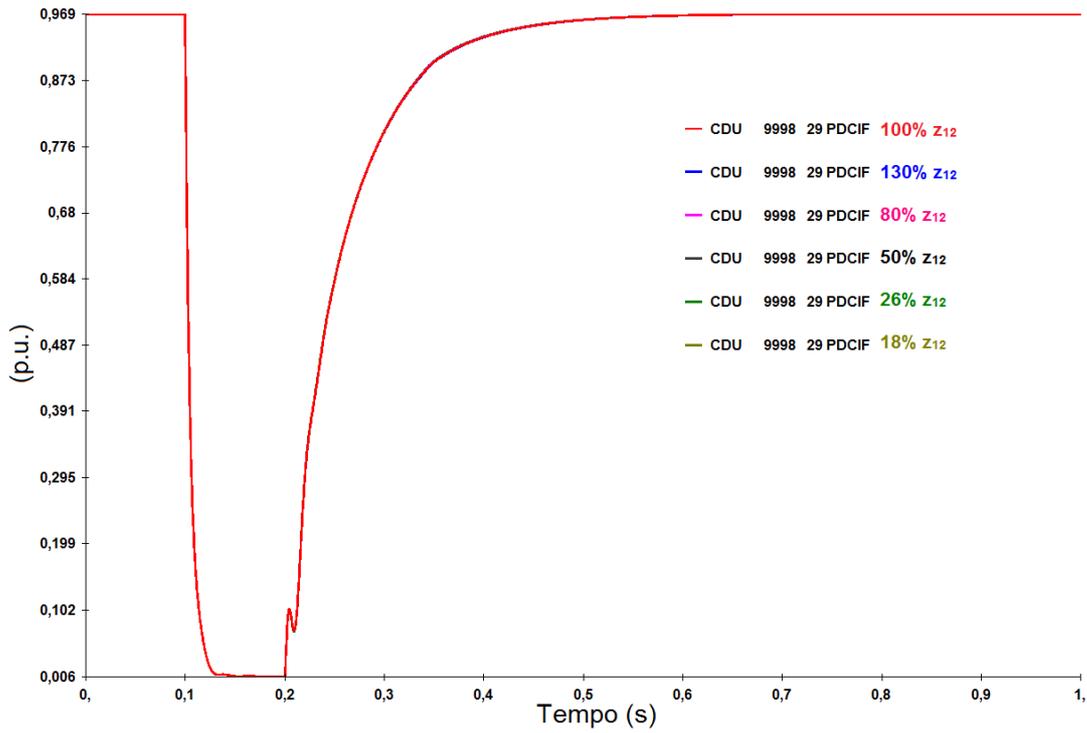


Figura 161 – Potência transmitida em p.u. pelo elo 2: Caso 10 – curva vermelha, Caso 11 – curva azul, Caso 12 – curva rosa, Caso 13 – curva preta, Caso 14 – curva verde, Caso 15, curva mostarda

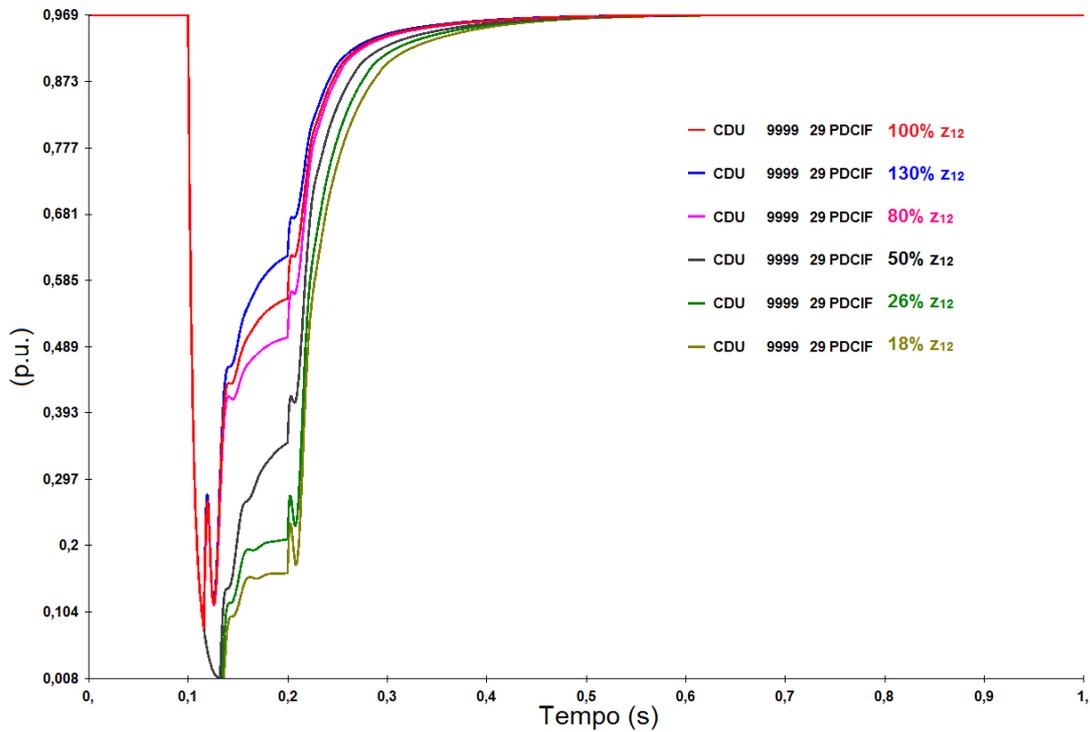


Figura 162 – Potência transmitida em p.u. pelo elo 1: Caso 10 – curva vermelha, Caso 11 – curva azul, Caso 12 – curva rosa, Caso 13 – curva preta, Caso 14 – curva verde, Caso 15, curva mostarda

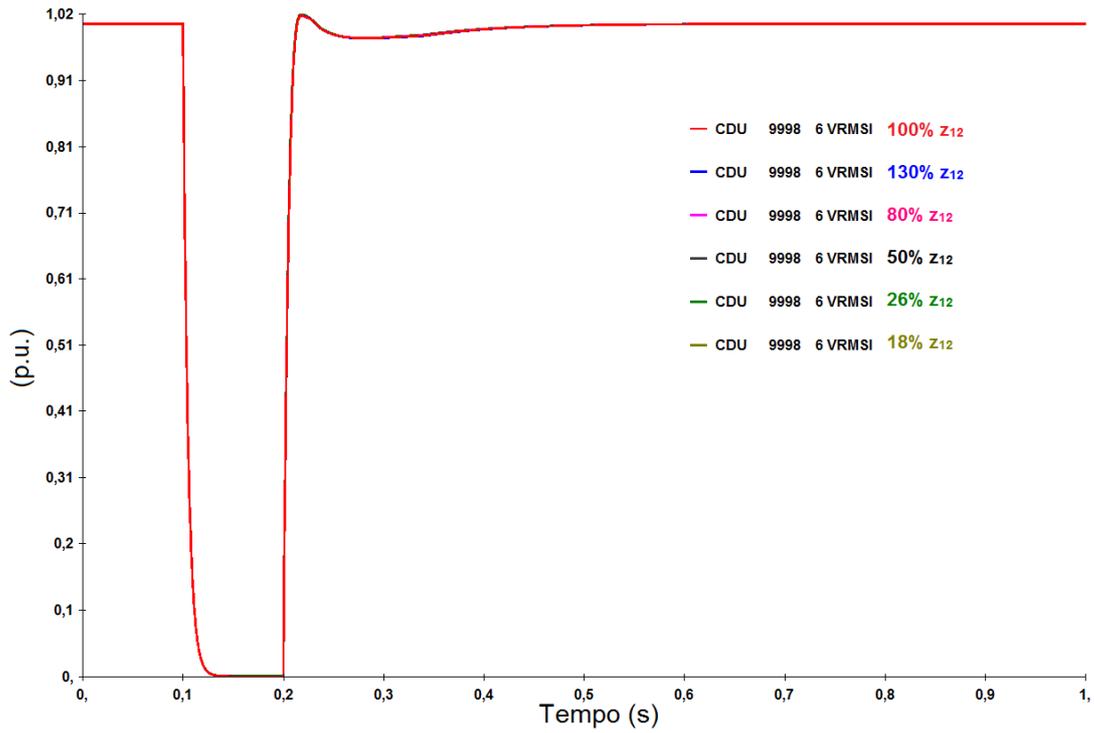


Figura 163 – Tensão CA em p.u. na estação inversora do elo 2: Caso 10 – curva vermelha, Caso 11 – curva azul, Caso 12 – curva rosa, Caso 13 – curva preta, Caso 14 – curva verde, Caso 15, curva mostarda

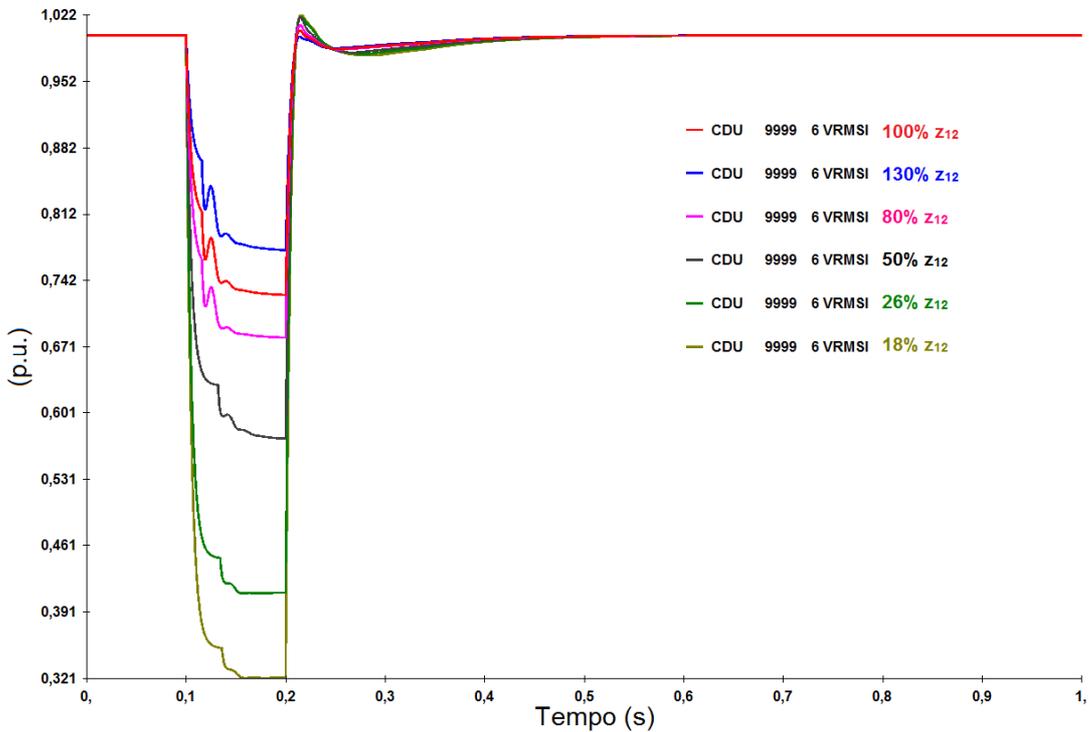


Figura 164 – Tensão CA em p.u. na estação inversora do elo 1: Caso 10 – curva vermelha, Caso 11 – curva azul, Caso 12 – curva rosa, Caso 13 – curva preta, Caso 14 – curva verde, Caso 15, curva mostarda

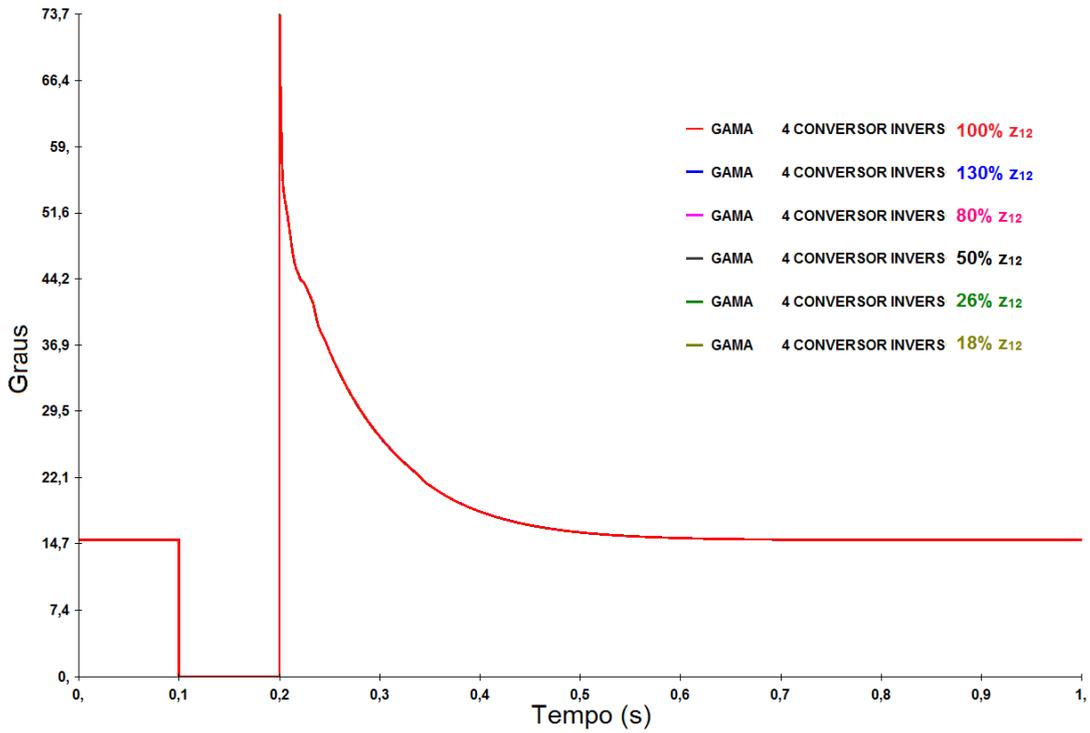


Figura 165 – Ordem de γ em graus na estação inversora do elo 2: Caso 10 – curva vermelha, Caso 11 – curva azul, Caso 12 – curva rosa, Caso 13 – curva preta, Caso 14 – curva verde, Caso 15, curva mostarda

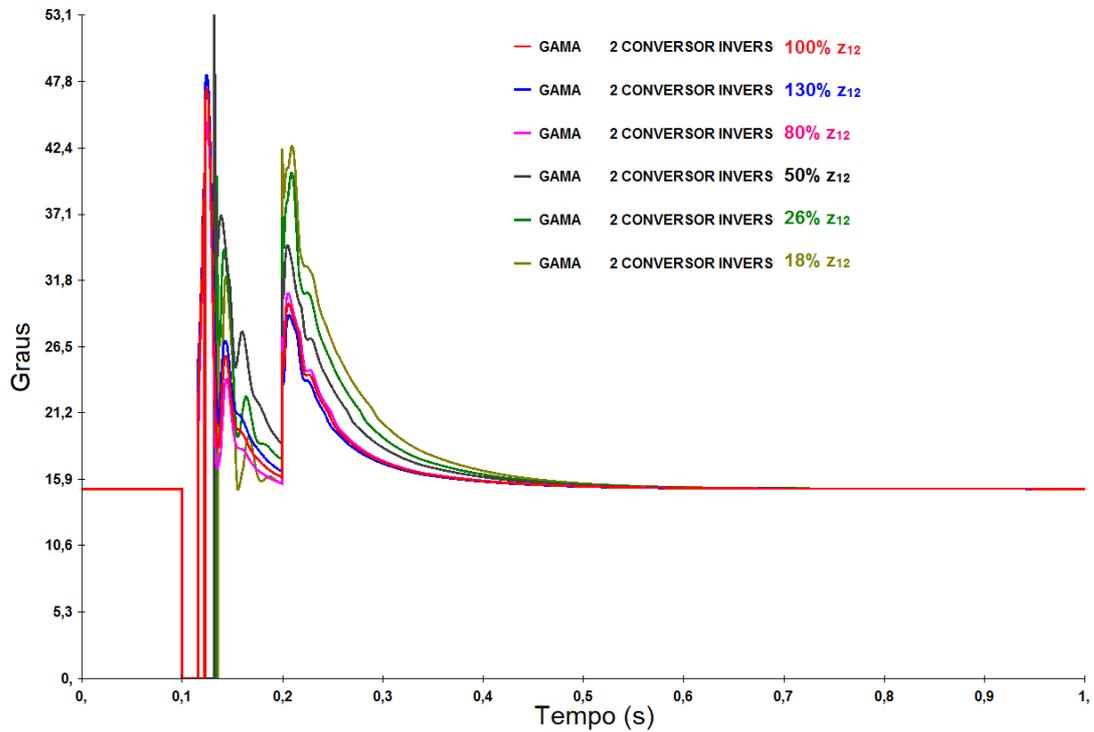


Figura 166 – Ordem de γ em graus na estação inversora do elo 1: Caso 10 – curva vermelha, Caso 11 – curva azul, Caso 12 – curva rosa, Caso 13 – curva preta, Caso 14 – curva verde, Caso 15, curva mostarda

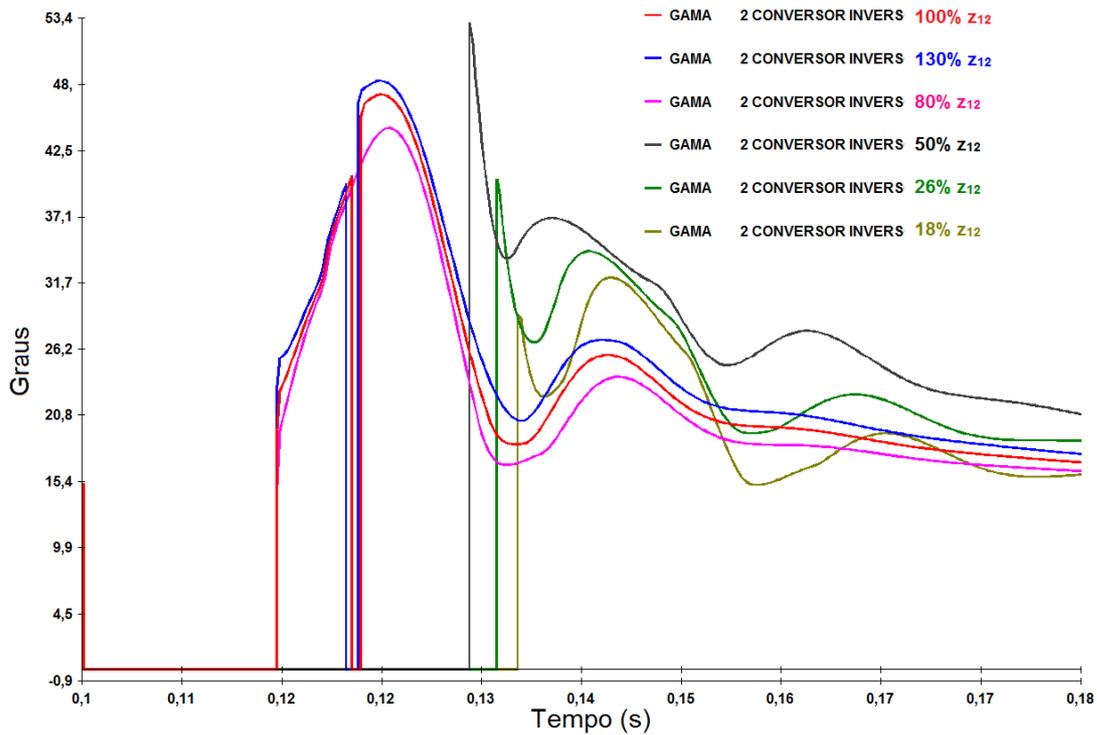


Figura 167 – Ordem de γ em graus na estação inversora do elo 1: Caso 10 – curva vermelha, Caso 11 – curva azul, Caso 12 – curva rosa, Caso 13 – curva preta, Caso 14 – curva verde, Caso 15, curva mostarda - Ampliação da Figura 166

5.2.4 Análise da Sensibilidade do ângulo de extinção

Como pode-se perceber da Figura 168 até a Figura 173, na análise de sensibilidade do ângulo de extinção (γ), feita no ANATEM, também não foi possível constatar o que foi visto nas simulações em PSCAD. Por este motivo optou-se por não fazer o caso com TGI no ANATEM.

As ligeiras diferenças na potência transmitida no elo 1, vistas na Figura 168 são justificadas pelo fato da conversora consumir mais potência reativa com valores maiores do ângulo de extinção (γ), e assim, fazem baixar as tensões CA e CC, por alguns milissegundos. No entanto ao final da simulação, os valores são corrigidos para os valores iniciais da simulação.

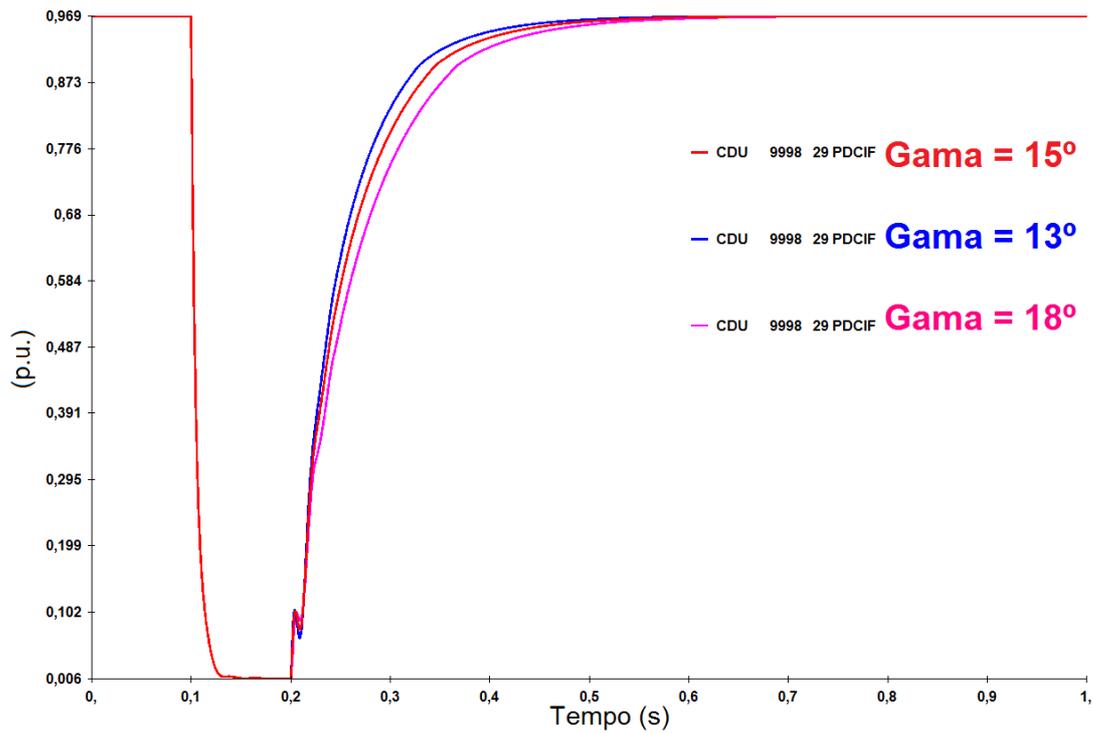


Figura 168 – Potência transmitida em p.u. pelo elo 2: Caso 16 – curva vermelha, Caso 17 – curva azul, Caso 18 – curva rosa

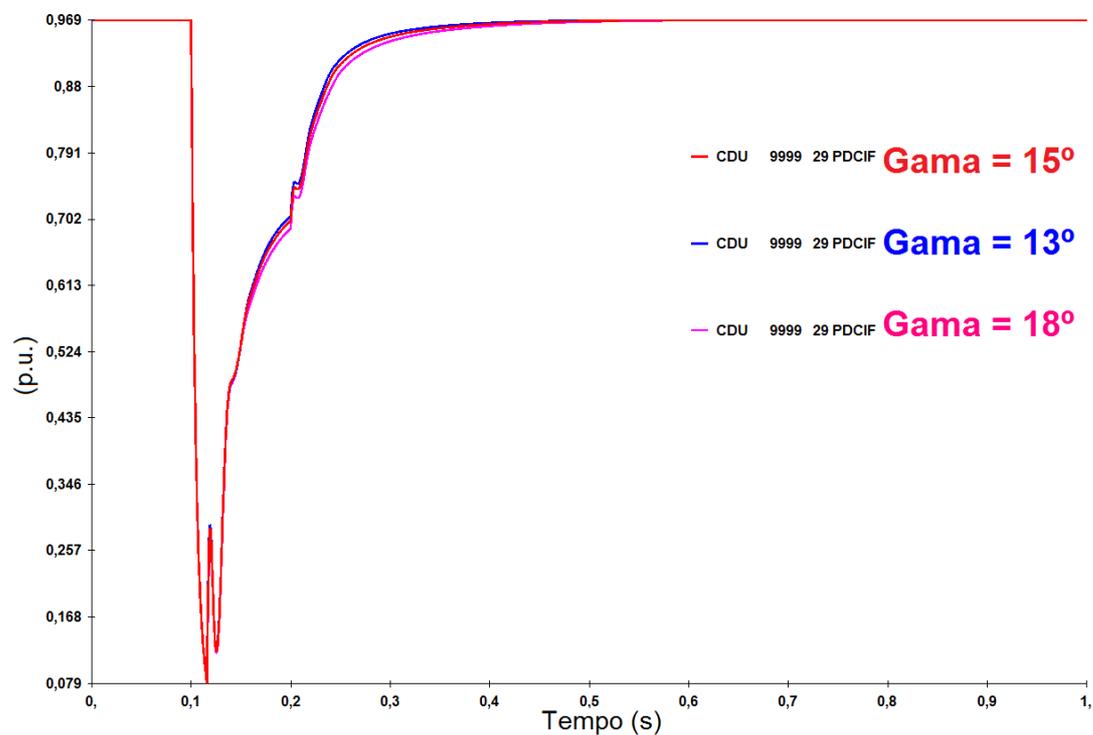


Figura 169 – Potência transmitida em p.u. pelo elo 1: Caso 16 – curva vermelha, Caso 17 – curva azul, Caso 18 – curva rosa

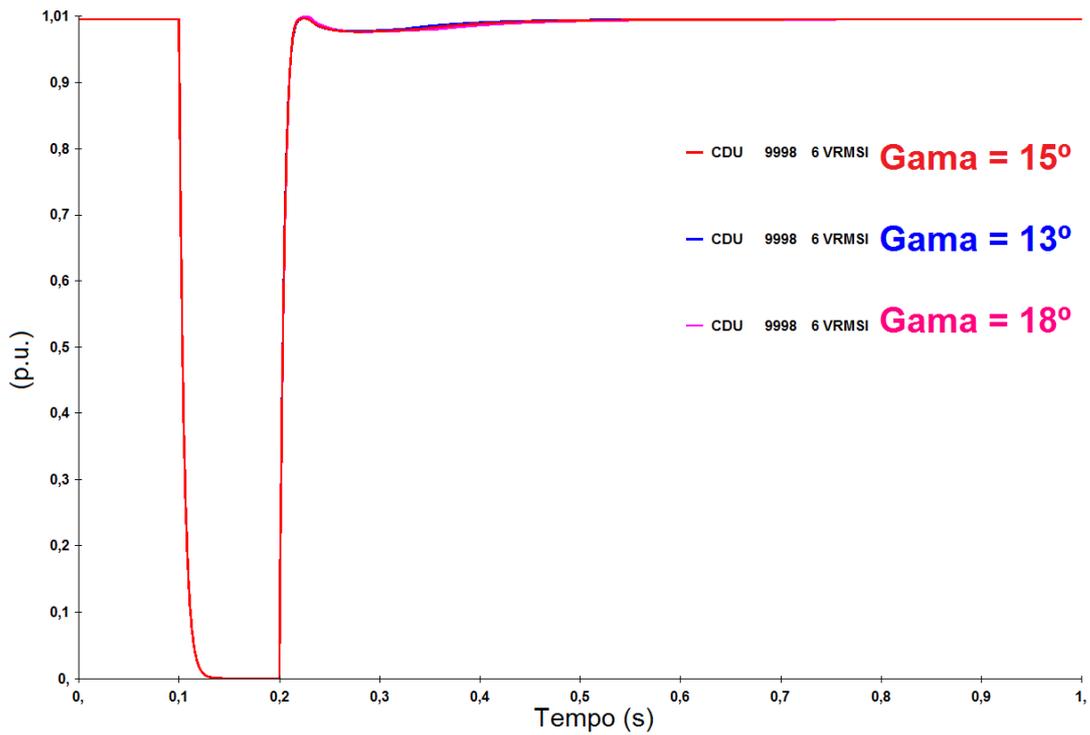


Figura 170 – Tensão CA em p.u. na estação inversora do elo 2: Caso 16 – curva vermelha, Caso 17 – curva azul, Caso 18 – curva rosa

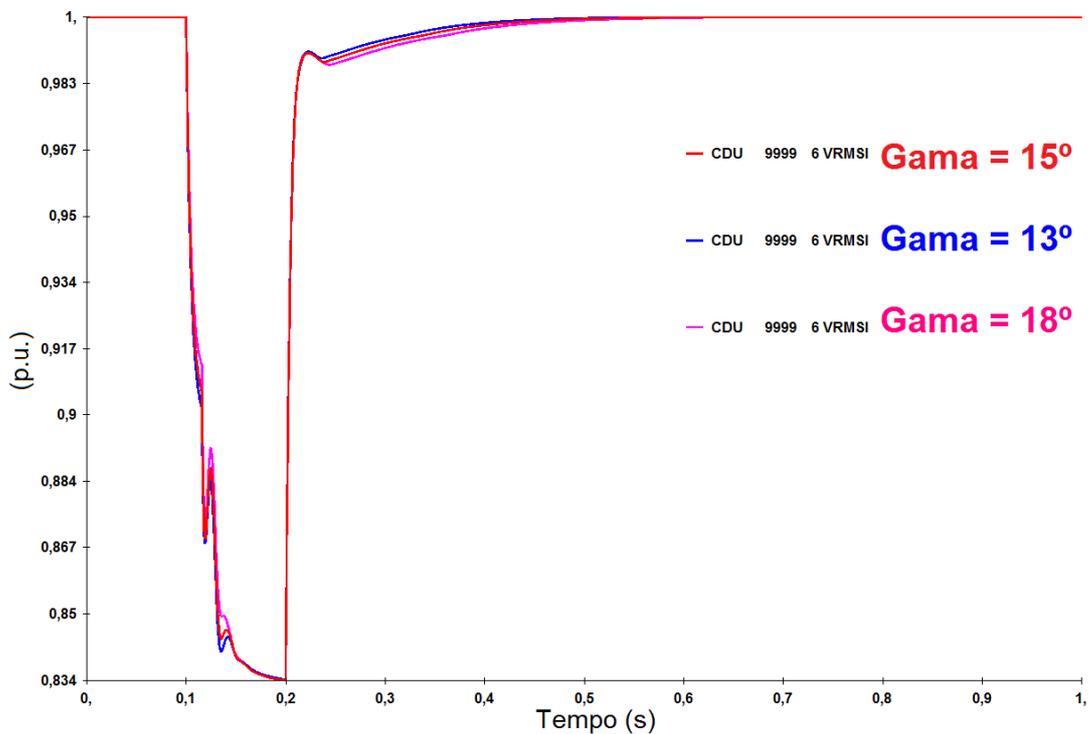


Figura 171 – Tensão CA em p.u. na estação inversora do elo 1: Caso 16 – curva vermelha, Caso 17 – curva azul, Caso 18 – curva rosa

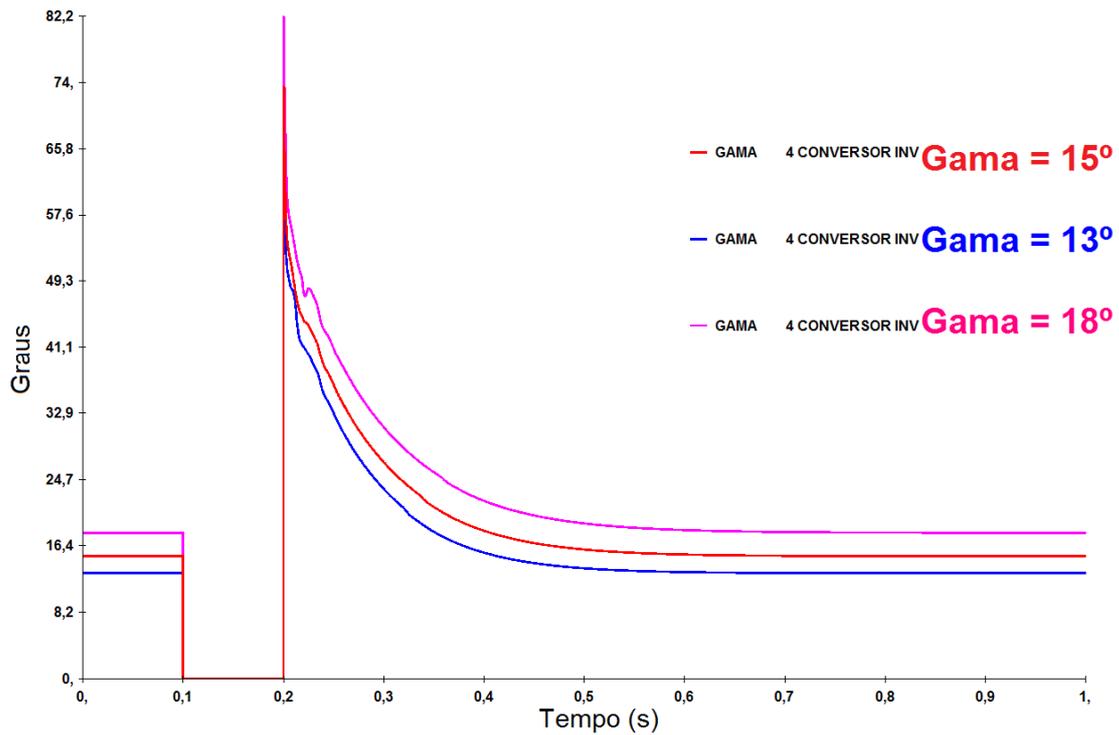


Figura 172 – Ordem de γ em graus na estação inversora do elo 2: Caso 16 – curva vermelha, Caso 17 – curva azul, Caso 18 – curva rosa

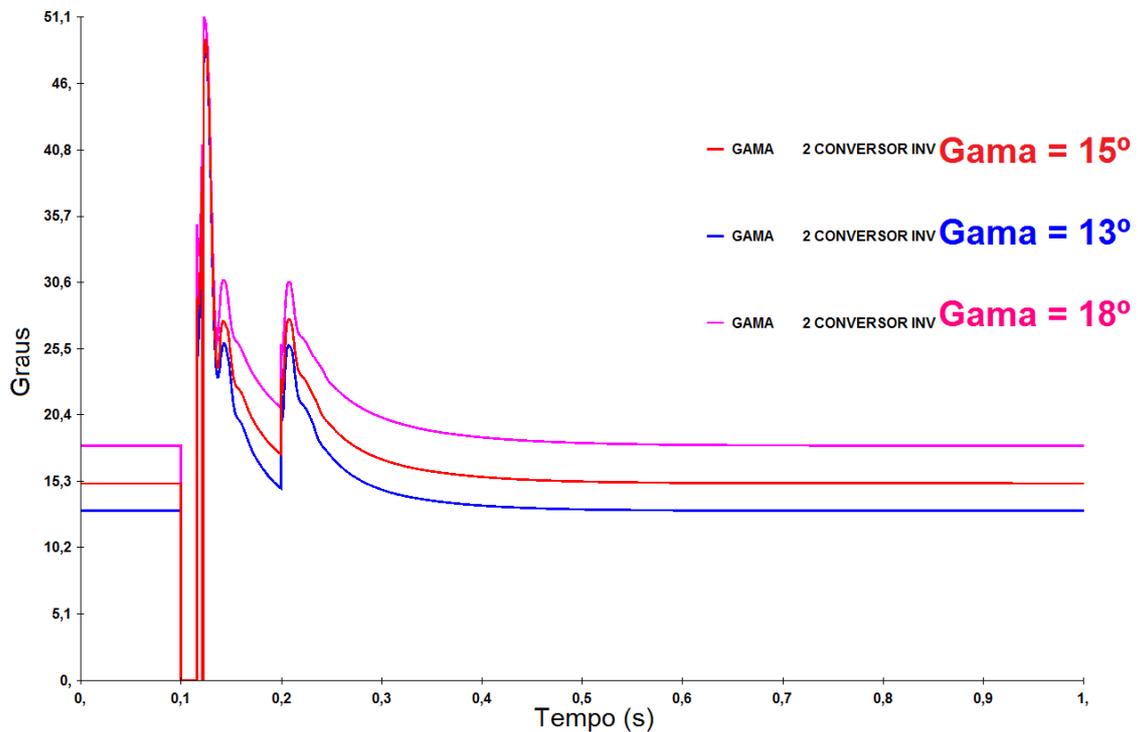


Figura 173 – Ordem de γ em graus na estação inversora do elo 1: Caso 16 – curva vermelha, Caso 17 – curva azul, Caso 18 – curva rosa

5.2.5 Caso com a Imposição de Falha de Comutação

Ao final de uma série de sensibilidades analisadas no ANATEM, percebe-se que este não é o programa mais adequado para analisar o fenômeno da ocorrência da falha de comutação. Entretanto, a interação na rede CA causada por uma falha de comutação pode ser observada com clareza. Assim, para que se possa observar no ANATEM uma situação de falha de comutação sucessiva, conforme foi observado no Caso 3 simulado no PSCAD, realizar-se-á uma última comparação entre os resultados do Caso 3 do PSCAD com o Caso 3 do ANATEM, sendo que neste último será aplicada uma falha de comutação conforme ocorreu na simulação em PSCAD e serão observados os resultados para verificar se o comportamento das curvas é similar.

As falhas de comutação sucessivas no ANATEM serão aplicadas através do comando APFC. Este comando permite aplicar uma falha de comutação em qualquer instante da simulação. Os instantes de aplicação desta falha serão os mesmos instantes de tempo em que a falha de comutação ocorreu no PSCAD. A duração desta falha de comutação terá duração igual ao período de falha de comutação observado no PSCAD.

Os resultados verificados da Figura 174 até a Figura 179, ao aplicar com o comando APFC no ANATEM, a falha de comutação sucessiva verificada no PSCAD, percebe-se uma resposta bastante similar entre o comportamento das curvas nos dois programas. As poucas diferenças encontradas já foram explicadas na Seção 4.4. Isso mostra que apesar do fenômeno da falha de comutação não poder ser detectado no ANATEM, este programa consegue apresentar com fidelidade as interações na rede CA, quando é imposta a falha de comutação neste programa.

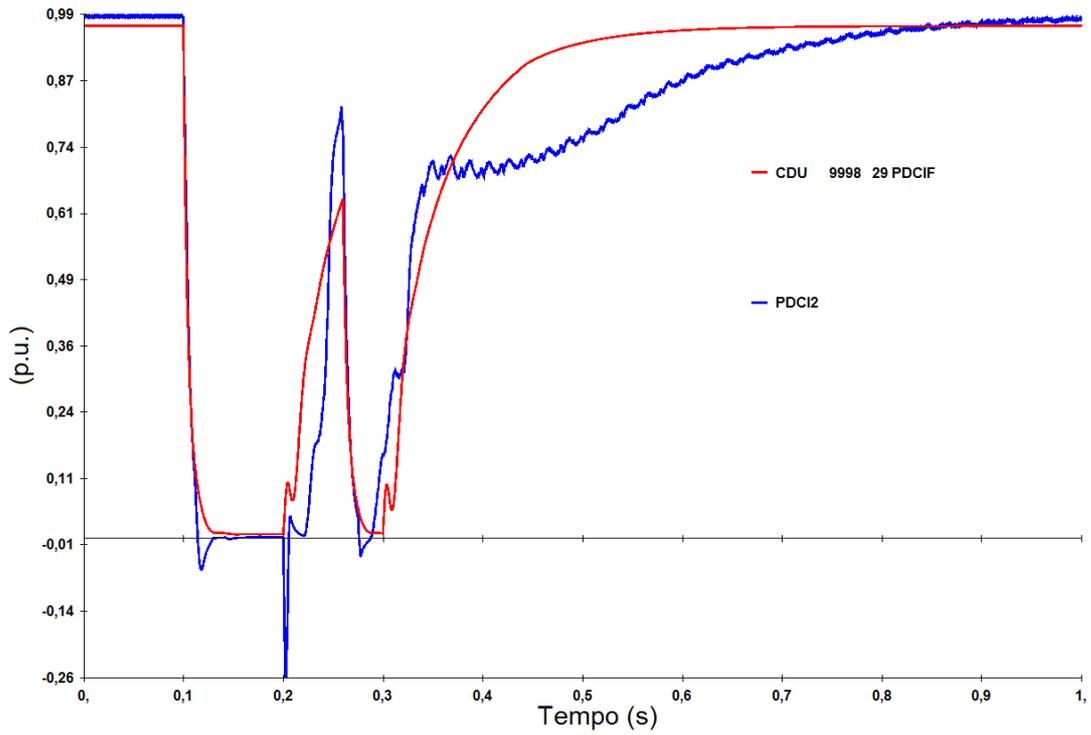


Figura 174 – Potência transmitida em p.u. pelo elo 2: curva vermelha – ANATEM, curva azul - PSCAD

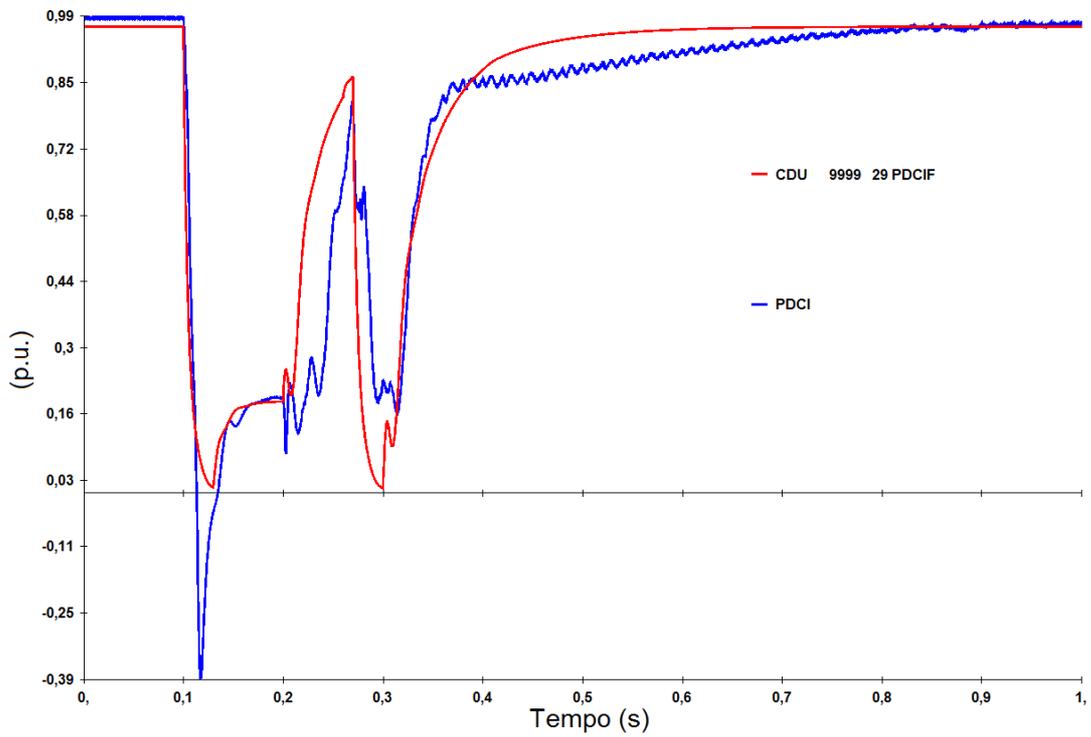


Figura 175 – Potência transmitida em p.u. pelo elo 1: curva vermelha – ANATEM, curva azul - PSCAD

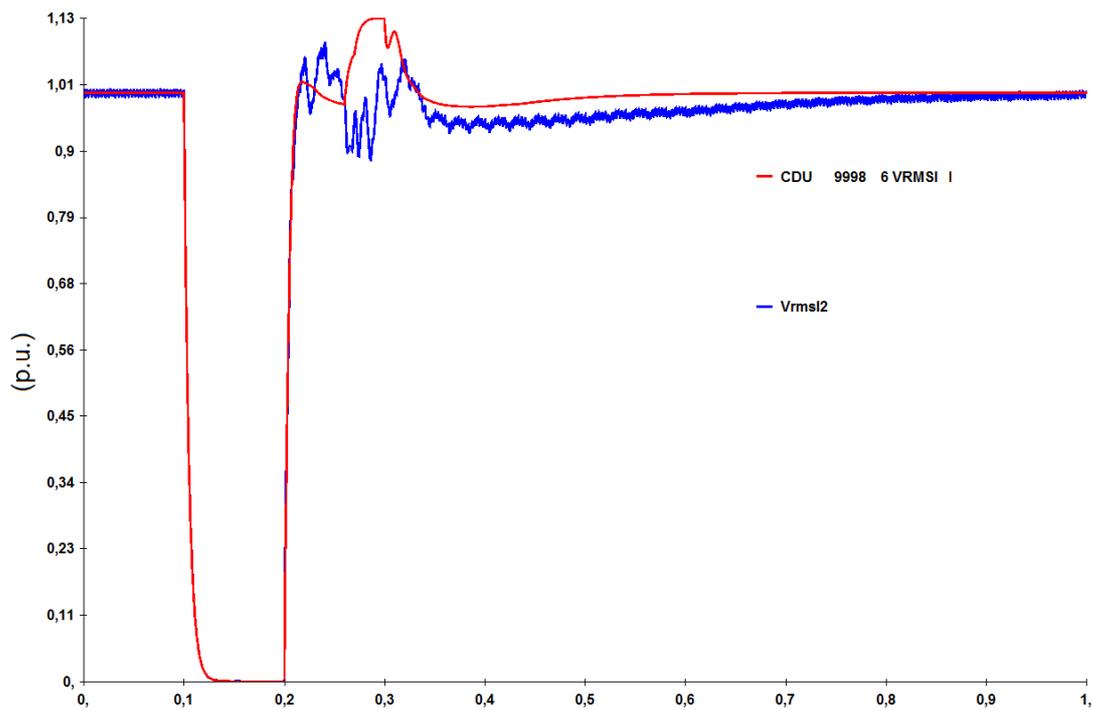


Figura 176 – Tensão CA em p.u. na estação inversora do elo 2: curva vermelha – ANATEM, curva azul - PSCAD

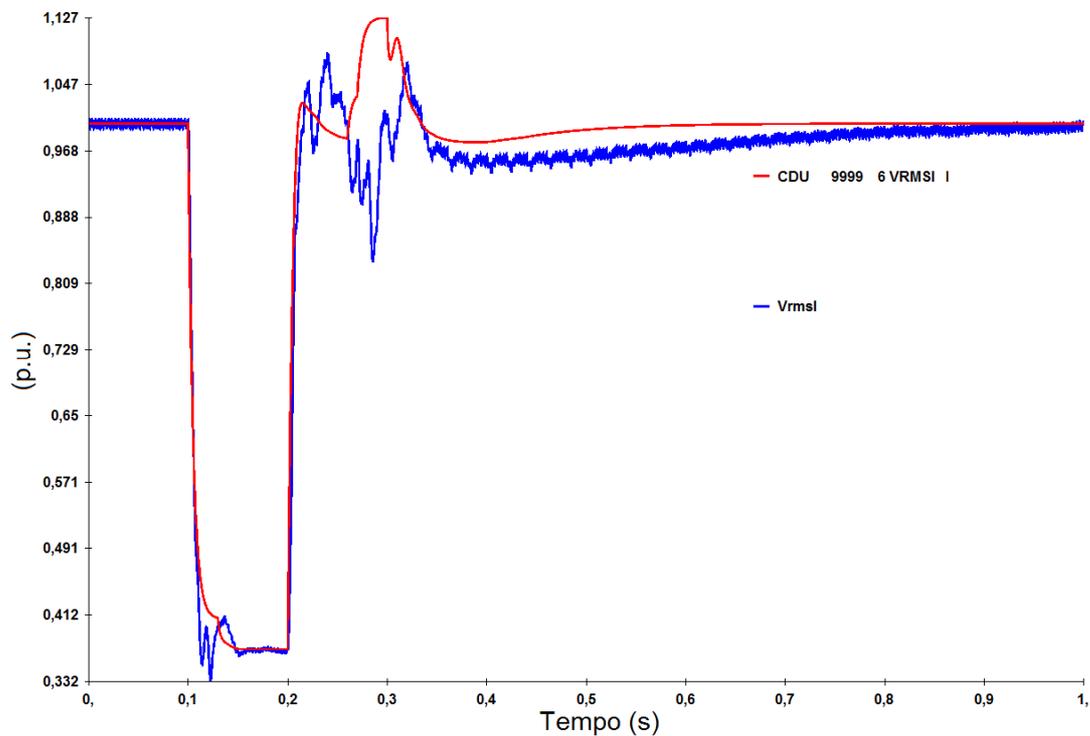


Figura 177 – Tensão CA em p.u. na estação inversora do elo 1: curva vermelha – ANATEM, curva azul - PSCAD

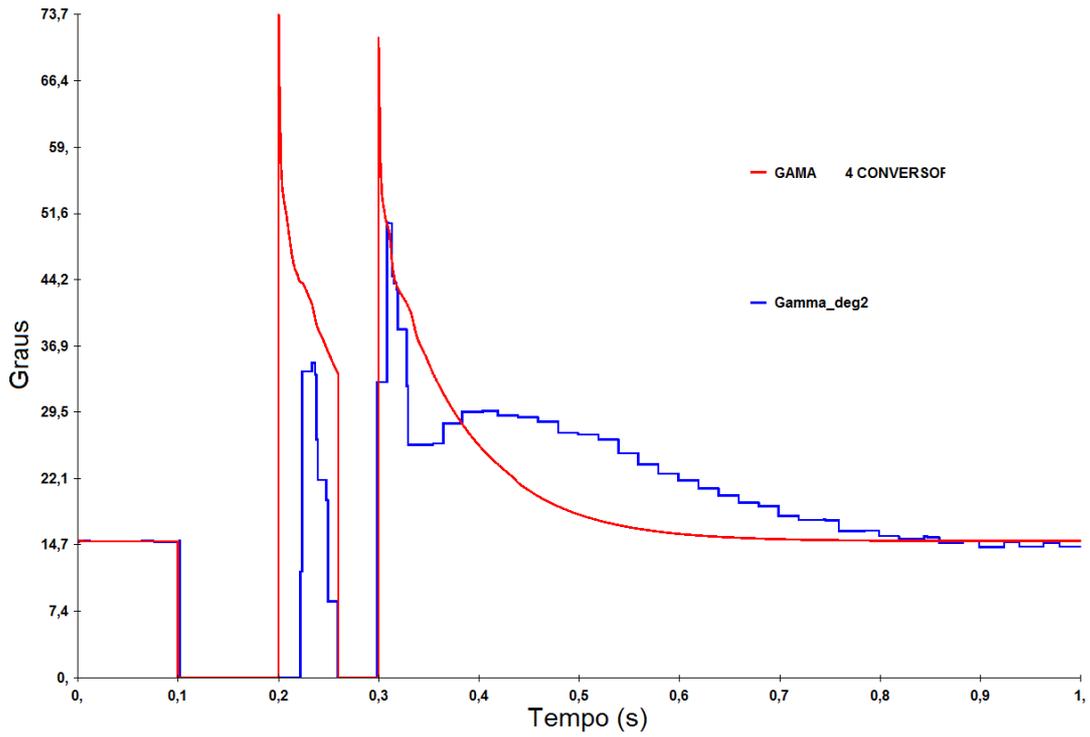


Figura 178 – Ordem de γ em graus na estação inversora do elo 2: curva vermelha – ANATEM, curva azul - PSCAD

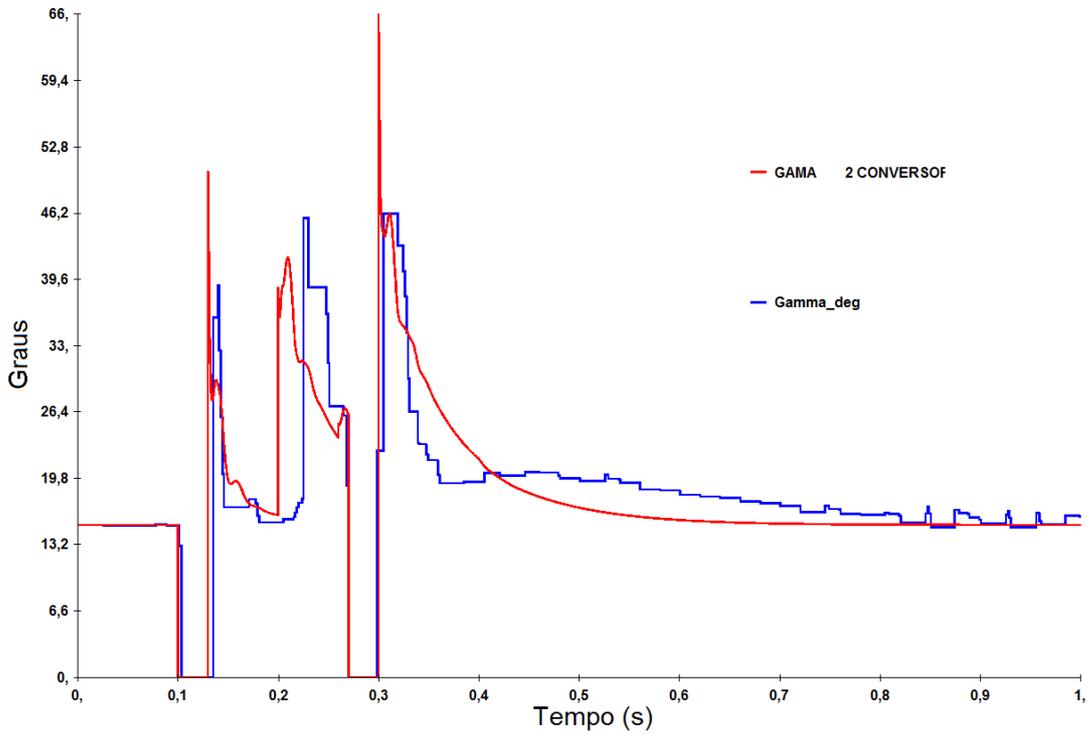


Figura 179 – Ordem de γ em graus na estação inversora do elo 1: curva vermelha – ANATEM, curva azul - PSCAD

5.3 Considerações Sobre as Simulações

Após uma série de análises de sensibilidade de alguns parâmetros que medem o desempenho de uma rede em situação de *DC Multi-Infeed*, feitas num programa de transitórios eletromagnéticos, o PSCAD e noutro de transitórios eletromecânicos, o ANATEM, pôde-se constatar que:

O fenômeno da falha de comutação é observado com mais precisão no PSCAD, onde cada válvula é representada e pode-se analisar a condução de corrente de cada uma delas em separado. Fenômenos transitórios rápidos são considerados e estes podem fazer a diferença e causar uma falha de comutação sucessiva após a extinção de uma falta. Falhas de comutação sucessivas são mais difíceis de serem enxergadas na simulação com o ANATEM, pois os transitórios muito rápidos que podem causá-las são considerados como rapidamente amortecidos no ANATEM.

O impacto das falhas de comutação na rede CA pode ser visto nos dois programas, entretanto o tempo de processamento computacional do PSCAD é muito maior que o do ANATEM devido a sua representação completa da rede. O ANATEM nos permite representar um sistema maior com mais barras e ainda obter tempos de processamento menores.

A análise de sensibilidade feita no PSCAD nos mostrou que para uma operação segura e confiável do elo, deve-se buscar manter os níveis de ESCR nas estações inversoras em valores altos, maiores ou iguais a 5. É desejável que se tenha baixa interação entre os elos CC presente num sistema *DC Multi-Infeed*. Porém há situações que isto não é possível, devido às características do sistema, como por exemplo, regiões de carga muito próximas, requerem que as injeções de potência dos elos CC sejam feitas em barras CA próximas eletricamente. Nessas situações, deve-se optar por aumentar o nível de curto-circuito na barra da estação inversora, através de instalação de compensação síncrona, por exemplo, e operar a estação inversora com valores do ângulo de extinção (γ), pouco acima do normal. Todas estas soluções são soluções estruturais, de planejamento de sistemas elétricos.

Ainda foi apresentada uma solução de controle, aumento temporário do ângulo de extinção (TGI – *Temporary Gamma Increase*) na Seção 5.1.5 onde se aumenta o valor da ordem de γ somente quando a falha de comutação é detectada, evitando que a falha de comutação sucessiva ocorra em alguns casos.

A análise de sensibilidade feita no ANATEM mostrou alguma coerência com as simulações feitas no PSCAD, entretanto, a maioria das constatações feitas no PSCAD, não pôde ser visualizada no ANATEM devido às características já mencionadas de cada programa. As análises de sensibilidade realizadas no PSCAD e no ANATEM nos permite constatar qual é o programa adequado para avaliar o impacto de uma falha de comutação num sistema em situação de *DC Multi-Infeed*. Para a análise do fenômeno da falha de comutação, sem dúvida é um programa para estudos de transitórios eletromagnéticos, como o PSCAD, pois ele revela com precisão quando ocorrerão falhas de comutação e por quanto tempo elas perdurarão. Entretanto, para a avaliação da resposta do desempenho dinâmico do sistema CA perante a falha de comutação, é inviável utilizar este tipo de ferramenta para sistemas muito extensos como, por exemplo, o sistema elétrico brasileiro. O esforço computacional para processar um caso do sistema brasileiro seria enorme e a construção deste caso seria extremamente trabalhosa.

O procedimento adotado então é estudar o fenômeno da falha de comutação em ferramentas de transitórios eletromagnéticos, com um caso equivalente reduzido, e com uma ferramenta de transitórios eletromecânicos, como o ANATEM, impor as falhas de comutação vistas, avaliando o impacto destas na rede CA. Assim, em estudos de planejamento de sistemas elétricos pode-se avaliar o impacto da falha de comutação em barras mais distantes da estação inversora e propor reforços para amenizar estes impactos. Conclui-se que para a avaliação do fenômeno como um todo, em um sistema muito extenso, é necessário utilizar os dois tipos de ferramenta.

5.4 Resumo do Capítulo

Neste Capítulo foram apresentadas as simulações de sistemas em configuração *DC Multi-Infeed*. Estas simulações tiveram como foco principal o fenômeno da falha de comutação e a recuperação da potência transmitida após esta falha. Foi feita uma análise de sensibilidade dos principais índices explicados na Seção 3.2 e foi constatado como esses índices influenciam no fenômeno da falha de comutação. Essa análise foi conduzida no PSCAD e no ANATEM. No ANATEM foi utilizado para as análises o modelo que foi testado e validado no Capítulo 4.

No próximo Capítulo serão apresentadas as conclusões da dissertação e também algumas sugestões de trabalhos futuros.

6. Capítulo VI – Conclusões e Trabalhos Futuros

6.1 Conclusões e Contribuições

Esta dissertação apresentou uma abordagem detalhada sobre a configuração de *DC Multi-Infeed*. Após analisar o cenário histórico da corrente contínua e analisar outros esquemas de elo CC, características físicas e operativas e seu sistema de controle, discorreu-se sobre os principais índices que indicam a grandeza da interação causada pelo *DC Multi-Infeed*. Este trabalho se propôs a analisar alguns desses índices através de simulações de transitórios eletromagnéticos e eletromecânicos, usando os programas PSCAD e ANATEM, respectivamente.

O modelo usado para o elo CC e seu sistema de controle foi o *benchmark* do CIGRÉ, bastante difundido e estudado, porém este somente existia para o programa PSCAD, então o mesmo foi construído e validado para o programa ANATEM.

Cabe aqui ressaltar a importância de possuir um sistema *benchmark* para o programa ANATEM. Para fins didáticos, o sistema *benchmark* é interessante para observar e aprender as bases teóricas de um sistema de controle HVDC sem entrar em detalhes de sistemas ou fabricantes específicos. O elo HVDC *built-in* do ANATEM é baseado nos sistemas de controle do sistema de transmissão da usina de Itaipu e assim tem muitos detalhes específicos daquele sistema HVDC.

Durante o processo de validação do modelo no ANATEM percebeu-se que a maior diferença entre os modelos dos dois programas se dava na construção do bloco PI. O bloco PI do PSCAD não reflete as mesmas respostas do bloco PI (PROINT) no ANATEM. Então procurou-se descobrir, através de testes em malha aberta, a melhor maneira de representar um bloco PI no ANATEM para refletir a mesma resposta do PSCAD e pôde-se constatar que a forma mais adequada é a representação do bloco PI com as partes proporcional e integral em separado com limitadores internos (dinâmicos) e externos (estáticos).

O processo de validação do modelo no ANATEM nos testes em malha fechada mostrou algumas diferenças inerentes à natureza de simulação entre os dois programas. O PSCAD é um programa em que a rede é representada de forma completa, trifásica, e assim permite que sejam visualizados fenômenos de distorções harmônicas. É possível

também visualizar o comportamento de desequilíbrio entre fases e suas consequências para o sistema. O ANATEM é um programa que usa a rede elétrica representada no ANAREDE, que se baseia apenas nas impedâncias de sequência positiva. Os resultados no ANATEM são apresentados em valores médios das grandezas de 60 Hz, ou seja, não é possível perceber distorções harmônicas, ou desequilíbrio entre fases. No ANATEM, também não existe a representação das válvulas das pontes conversoras, não existe circuito de disparo e o cálculo dos ângulos de disparo, comutação e extinção se dá de forma algébrica. Este fato faz com que o fenômeno da falha de comutação no ANATEM seja impossível de ser detectado, pois não é possível medir a corrente passante em cada válvula. Assim sendo, o fenômeno da falha de comutação no ANATEM pode-se dar de duas maneiras:

- Impossibilidade de cálculo de um valor positivo para o ângulo de extinção (γ): quando ocorre uma redução da tensão CA devido a uma falta, o ângulo de comutação (μ) cresce muito impossibilitando que a soma $\alpha + \gamma + \mu$ seja igual a 180° ;
- Imposição da falha de comutação através dos comandos DFCM ou APFC.

A análise de sensibilidade dos índices foi realizada nos dois programas, porém devido à natureza de simulação dos dois programas só pode ser percebida com clareza nas simulações no PSCAD. Pôde-se constatar que para uma operação segura e confiável do elo deve-se manter os fatores de interação MIIF em valores baixos, ou médios, e na impossibilidade deste, deve-se procurar um maior valor de ESCR e operar o elo controlando o ângulo de extinção (γ) num valor adequado.

Ainda há a possibilidade de no momento de detecção da falha de comutação, temporariamente controlar o ângulo de extinção (γ) num valor maior, previamente ajustado, para que não haja uma falha de comutação sucessiva após a extinção da falta, durante o processo de recuperação da potência transmitida pelo elo CC.

A análise da sensibilidade feita no ANATEM, como já era esperado, não se mostrou satisfatória, pois o fenômeno da falha de comutação sucessiva, após a extinção do defeito, não pôde ser observado. Esse fenômeno é observado no PSCAD, pois este programa apresenta a representação completa da rede trifásica, a representação das válvulas e das três fases do transformador conversor. Além disso, no PSCAD podem ser

visualizadas distorções harmônicas, desequilíbrios entre fases e transitórios rápidos, que não podem ser visualizados no ANATEM e são importantes nos estudos do fenômeno da falha de comutação.

Este fato vem a corroborar com um fato já bastante discutido no setor elétrico e nas universidades. O fato é que o programa mais adequado para a análise do fenômeno da falha de comutação, sem dúvida é um programa para estudos de transitórios eletromagnéticos, como o PSCAD, pois ele revela com precisão quando ocorrerão falhas de comutação e por quanto tempo elas perdurarão. Entretanto, para a avaliação da resposta do desempenho dinâmico do sistema CA perante a falha de comutação, é inviável utilizar este tipo de ferramenta para sistemas muito extensos como, por exemplo, o sistema elétrico brasileiro. O esforço computacional seria enorme e a construção do caso brasileiro extremamente seria trabalhosa.

O procedimento adotado então é estudar o fenômeno da falha de comutação em ferramentas de transitórios eletromagnéticos, com um caso equivalente reduzido, e com uma ferramenta de transitórios eletromecânicos, como o ANATEM, com um caso completo, impor as falhas de comutação vistas, avaliando o impacto destas na rede CA. Assim, em estudos de planejamento de sistemas elétricos pode-se avaliar o impacto da falha de comutação em barras mais distantes da estação inversora e propor reforços para amenizar estes impactos. Conclui-se que para a avaliação do fenômeno como um todo, em um sistema muito extenso, é necessário utilizar os dois tipos de ferramenta.

6.2 Sugestões para Trabalhos Futuros

Esta dissertação se propôs em analisar o fenômeno do *DC Multi-Infeed* e avaliar o impacto deste fenômeno no comportamento da recuperação de um elo CC após uma falha de comutação.

Para efeito de comparação entre os índices, optou-se apenas por simular um tipo de defeito, um curto-circuito trifásico, na estação inversora. E optou-se também por analisar apenas a situação de *DC Multi-Infeed* com duas estações inversoras conectadas através de uma impedância. Também foram sempre considerados sistemas CA de características similares entre eles nas estações inversoras.

Sugere-se então para trabalhos futuros, expandir mais a rede elétrica, representando mais barras e linhas, e também simular outros tipos de defeitos como um curto-circuito monofásico, um curto-circuito no meio da linha CC e também defeitos

nas barras das estações retificadoras. Sugere-se também realizar simulações com uma estação retificadora conectada a uma estação inversora numa mesma rede CA. Este fato pode ocorrer no caso do bipolo de Belo Monte, já que a barra de Estreito poderá operar como estação retificadora. Sugere-se realizar casos com uma estação inversora com ESCR alto, ou seja, sistema CA forte e outra com ESCR baixo, ou seja, sistema CA fraco.

Pode-se estudar o fenômeno de DC Multi-infeed em outros esquemas de elos citados no decorrer desta dissertação como o HVDC-CCC e o HVDC-VSC.

Pode-se fazer um estudo mais detalhado dos cálculos dos índices estudados e sugerir um novo ponto para a conexão de um novo elo no SIN (elo de Tapajós).

Pode-se fazer uma análise dos outros fenômenos da interação com as sobretensões transitórias (TOV), interações harmônicas e instabilidade de tensão.

Sugere-se avaliar a possibilidade de representar no ANATEM, o mesmo comportamento de atraso visualizado no PSCAD nas Figuras 71, 72, 80, 81, 92 e 93.

Ainda com relação aos índices estudados, sugere-se a avaliação da possibilidade de implementação de um sistema em tempo real de monitoração dos índices da Seção 3.2, através de PMU (*Phasor Measurement Unit*), estimação de estado e medições precisas em tempo real. Se através destas medições for possível estimar as tensões, ângulos, potências ativa e reativa que são injetadas nas barras onde existem conversoras pode-se criar uma ferramenta que estime as impedâncias próprias e de transferência entre as barras das conversoras e assim pode-se inferir os índices estudados na Seção 3.2 em tempo real, ajudando assim em tomadas de decisão em tempo real por parte do operador, como por exemplo, a decisão por reduzir a ordem de potência de um elo CC para aumentar o valor de MSCR.

7. Referências Bibliográficas

- [1] E. W. Kimbark, *Direct Current Transmission - Volume I*, Wiley-Interscience, 1971.
- [2] P. Kundur, *Power System Stability And Control*, McGraw-Hill, 1994.
- [3] K. R. Padiyar, *HVDC Power Transmission Systems - Tecnology and systems interactions*, John Wiley & Sons, 1991.
- [4] P. C. Guarini, *Alternativas de Planejamento para Inserção do Complexo Teles Pires no Sistema Interligado Nacional*, Dissertação de M.Sc., Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2011.
- [5] B. S. Fernandes, *Elos de Transmissão em Corrente Contínua em Programas de Estabilidade Transitória*, Dissertação de M.Sc., Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2005.
- [6] L. A. M. Saavedra, *Estudo de um Sistema CCAT com Capacitor de Comutação*, Dissertação de M.Sc., Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2012.
- [7] P. M. M. Portugal, *Análise de Auto-Excitação e Curto-Circuito Capacitivo em Geradores Síncronos Conectados a Grandes Sistemas de Transmissão CCAT e CAAT*, Dissertação de M.Sc., Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2007.
- [8] M. Szechtman, "First Benchmark Model for HVDC control studies," *ELECTRA*, n. 135, pp. 55-73, 1991.
- [9] Manitoba HVDC Research Centre - Manual do PSCAD versão 4.2.1.
- [10] G. S. Luz, "First Benchmark Model for HVDC Controls in ATP," *X SEPOPE*, Maio 2006.
- [11] M.O.Faruque, "Detailed Modeling of CIGRÉ HVDC Benchmark System Using PSCAD/EMTDC and PSB/SIMULINK," *IEEE TRANSACTIONS ON POWER DELIVERY*, vol. 21, n. 1, pp. 378-387, Janeiro, 2006.
- [12] A. T. Rao, "Modeling of CIGRE HVDC Benchmark System in MATLAB/SIMULINK," *IJEAR*, vol. 4, n. Spl-1,, 2014.
- [13] CIGRE e IEEE, "Guide For Planning DC Links Terminating at AC Systems Locations Having Low Short-Circuit Capacities, Part I: AC/DC Interaction Phenomena, CIGRE 68," CIGRE, 1992.
- [14] C. W. Taylor, *Power system voltage stability*, Michigan: McGraw-Hill Ryerson, Limited, 1994.
- [15] J. B. Davies, "Systems with Multiple DC Infeed - CIGRE WG B4-41 Final Report and Technical Brochure 364," 2008.
- [16] D. Khare, "RTDS Simulation Studies on the upcoming Multi—infeed HVDC Systems in India," *CPRI Bangalore India*, 2008.
- [17] J. Sreedavi, "Computation of new interaction indices for Indian Multiinfeed HVDC system using RTDS," *CCEE*, p. Índia, 2011.
- [18] R. Nayak, "AC/DC interactions in multi-infeed HVDC scheme: a case study," *Power India Conference, 2006 IEEE*, 2006.
- [19] F. L. Lírio, "Análise do Desempenho da operação conjunta de múltiplos conversores CCAT considerando a expansão do sistema," *XXII SNPTEE*, pp. Brasília - DF, 23 a 26 Outubro 2013.

- [20] A. R. Saavedra, "Planning and Performance Requirements of AC/DC Systems with Multiple HVDC Infeed in the same Electrical Area," *XIII SEPOPE*, pp. Foz do Iguaçu, Brasil, 22 a 25 Maio 2014.
- [21] E. Rahimi, Voltage interactions and commutation failure phenomena in multi-infeed HVDC systems, Ph. D. Thesis, Manitoba, Canada: University of Manitoba, 2011.
- [22] CEPEL, "Manual do ANATEM - Versão 10.4.6," 2012.
- [23] ABB, "Images for download," 31 05 2014. [Online]. Available: <http://www.abb.com/cawp/seitp202/a45ce1be1ddde5c4c1257aae005a888a.aspx>. [Acesso em 31 05 2014].
- [24] X. Chengjun, "Analysis on commutation failure caused by AC faults in multi-infeed HVDC systems," *Power Engineering and Automation Conference (PEAM), 2012 IEEE*, 18-20 Sept. 2012 2012.
- [25] N. J. P. Macedo, R. D. Rangel, A. R. C. D. Carvalho e S. Gomes Jr, "Comentários sobre o fenômeno da falha de comutação em conversores CA-CC e sua representação no programa ANATEM (Análise de Estabilidade Eletromecânica)," FURNAS/CEPEL, Rio de Janeiro.
- [26] C. Thio, J. Davies e . K. Kent, "Commutation Failures in HVDC Transmission Systems," *IEEE Transactions Power delivery vol. 11*, pp. 946-957, Abril 1996.
- [27] J. Graham, "Efficient Energy Transmission using HVDC," *ENERGY EFFICIENCY - IDB*, 15 09 2008.
- [28] F. M. M. Niquini, Modelagem do Elo de Corrente Contínua para análise harmônica utilizando o método de injeção de correntes trifásico harmônico com solução iterativa, Dissertação de M.Sc., Juiz de Fora: PPEE/UFJF, 2009.
- [29] A. A. S. Izidoro, Uma contribuição ao estudo dos conversores comutados a capacitores (CCC), Tese de D.Sc., Universidade Federal de Itajubá, Itajubá: UNIFEI, 2005.
- [30] T. B. R. Almeida, Análise de um Sistema De Transmissão VSC HVDC Submarino para Alimentação de Unidades de Produção de Petróleo Offshore, Dissertação de M.Sc., Rio de Janeiro: COPPE/UFRJ, 2011.
- [31] Siemens, "2014 INELFE, France - Spain," [Online]. Available: <http://www.energy.siemens.com/hq/en/power-transmission/hvdc/hvdc-plus/references.htm#content=2014%20INELFE%2C%20France-Spain>. [Acesso em 05 Agosto 2014].
- [32] ABB, "ABB - HVDC Light," [Online]. Available: <http://new.abb.com/systems/hvdc/hvdc-light>. [Acesso em 5 Agosto 2014].
- [33] P. F. Toledo, "Multiple Infeed Short Circuit Ratio – Aspects Related to Multiple HVDC into One AC Network," *IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition Asia Pacific, Dalian, China*, 14 - 18 Agosto 2005.
- [34] J. B. Davies, "Systems with Multiple DC Infeed," *Electra*, n. 233, pp. 14-19, Agosto 2007.
- [35] EPE, "Base de dados para estudos de curto-circuito – PDE 2022," 8 Julho 2013. [Online]. Available: <http://epe.gov.br/Transmissao/Paginas/Basededadosparaestudosdecortocircuito%E2%80%93PDE2022.aspx?CategoriaID=>. [Acesso em 1 Maio 2014].
- [36] CEPEL, "Manual do ANAFAS, versão 6.5," 2013.

- [37] J. B. Davies, I. Fernando, K. Kent, B. Ek e K. Sørbrink, “HVDC Multiinfeed Considerations in Norway and Denmark,” *Cigré SC B4 2009 Bergen Colloquium*, 2009.
- [38] “Global Energy Network Institute,” [Online]. Available: http://geni.org/globalenergy/library/national_energy_grid/nordel/graphics/2008-00104-01-S.jpg. [Acesso em 04 Setembro 2014].
- [39] J. Cao, “HVDC in China – Presented at EPRI - HVDC & Facts Conference, Palo Alto, CA, EUA,” 28-29 Agosto 2013. [Online]. Available: http://dsius.com/cet/HVDCinChina_EPRI2013_HVDC.pdf. [Acesso em 1 Maio 2014].
- [40] P. F. Toledo, “Case Study of a Multi-Infeed HVDC System,” p. 7, 2008.
- [41] CEPEL, “Manual do ANAREDE, versão 10.0,” 2013.
- [42] CEPEL, “Manual do CDUEdit, versão 1.5.9,” 2013.
- [43] R. D. Rangel, “Validação de modelos no ANATEM através de comparação com sinais reais de medição,” *XXI SNPTEE*, pp. Florianópolis, Brasil, 23 a 26 Outubro 2011.
- [44] J. M. T. Marinho, *Simulação em Sistemas de Energia Elétrica com Modelagem Flexível - Monofásica e Trifásica*, Tese de D.Sc., Rio de Janeiro: COPPE/UFRJ, 2008.

Apêndice A – PSCAD – Parâmetros Utilizados e Sistemas de Controle

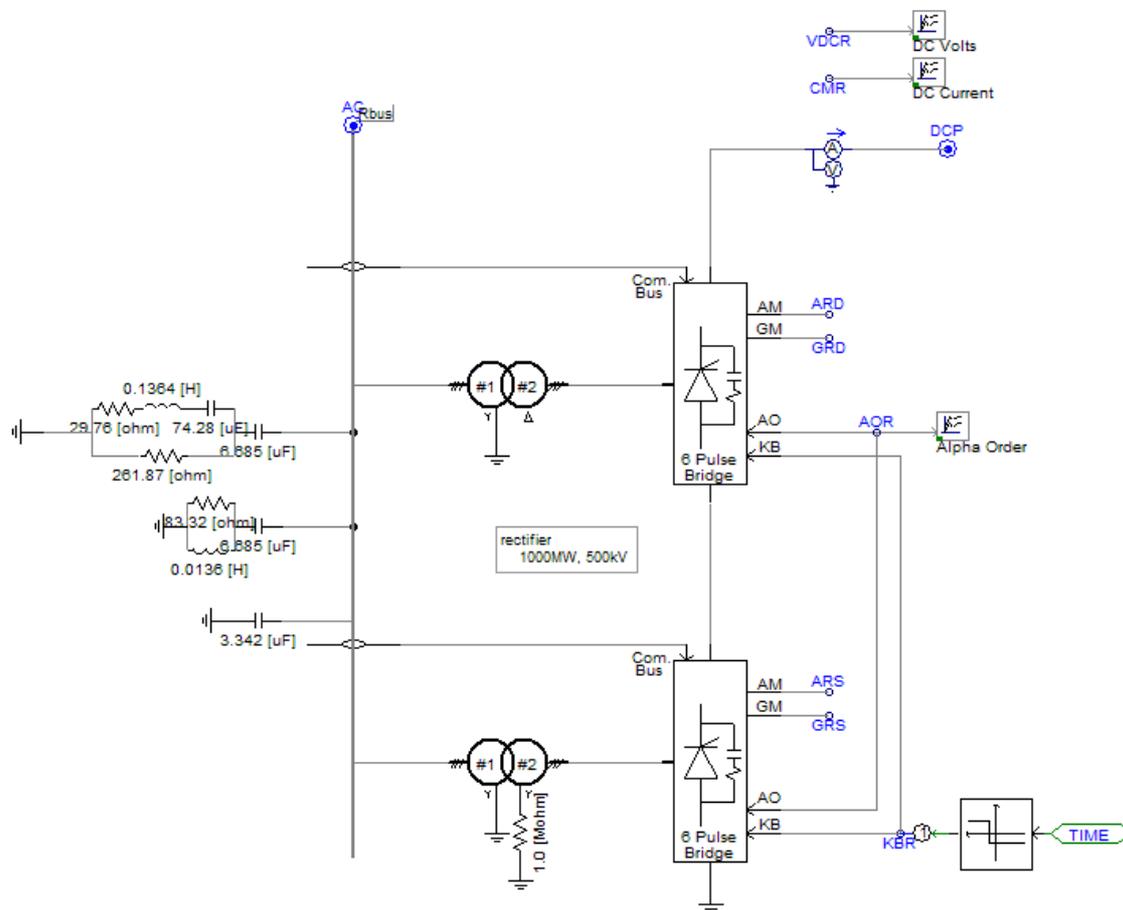


Figura 180 – Detalhe da estação inversora com filtros, capacitores, transformadores conversores e pontes de Graetz

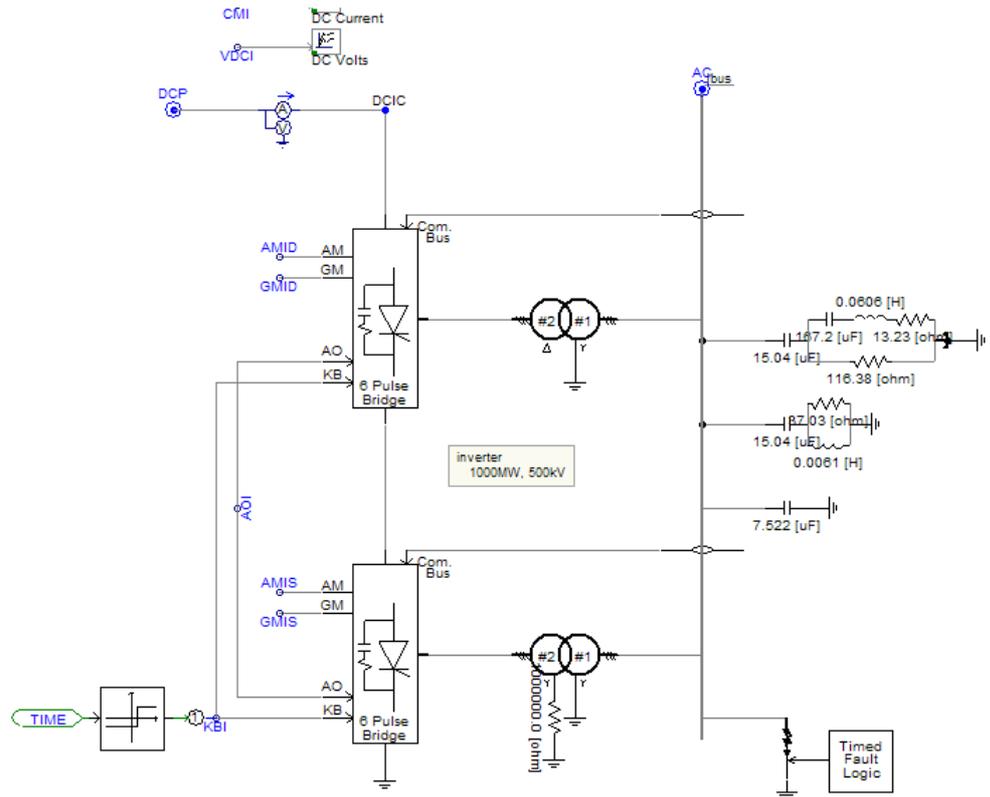


Figura 181 – Detalhe da estação retificadora com filtros, capacitores, transformadores conversores e pontes de Graetz

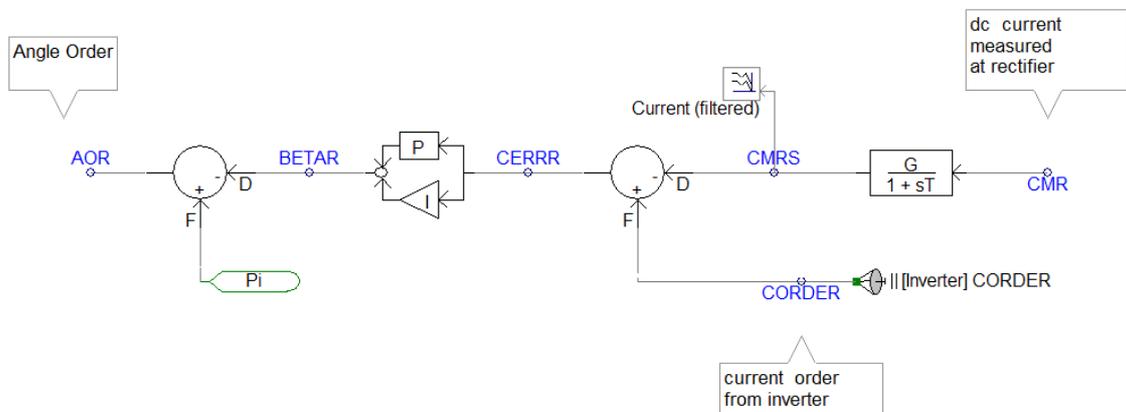


Figura 182 – Malha de Controle da estação retificadora

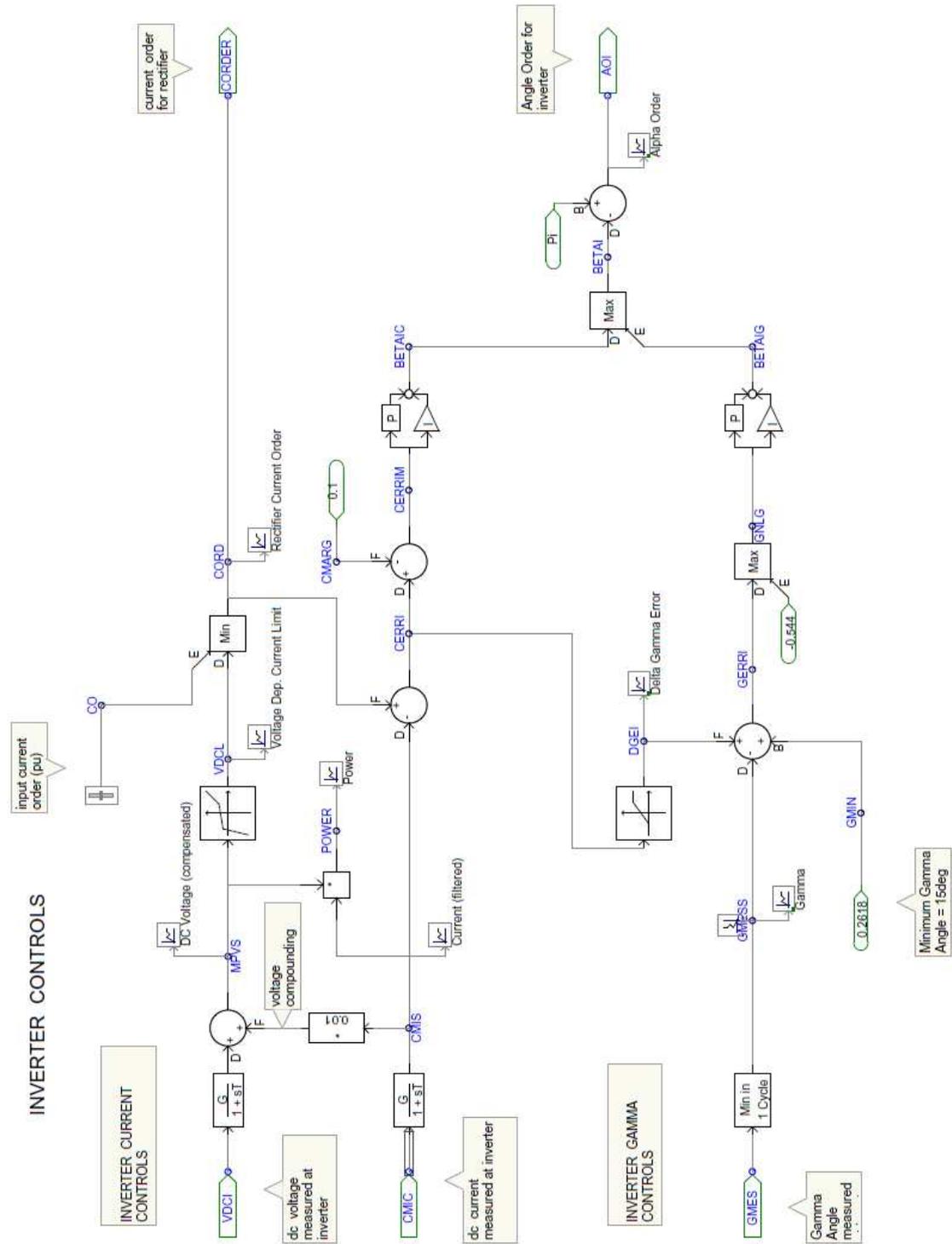


Figura 183 – Malhas de Controle da estação inversora

Tabela 29 – Resumo dos dados Originais do sistema teste do *benchmark*:

Parâmetros	Estação Retificadora	Estação Inversora
Tensão Base CA	345kV	230kV
Fonte de tensão	1.088 <u>22.18°</u>	0.935 <u>-23.14°</u>
Tensão CC Nominal	500kV	500kV
Corrente CC Nominal	2kA	2kA
Impedância da fonte	3.737 Ω	0.7406 Ω
Frequência do sistema	50Hz	50Hz
Ângulo	$\alpha = 20^\circ$	$\gamma = 15^\circ$
SCR	2.5 <u>-84°</u>	2.5 <u>-75°</u>
ESCR	1.9 <u>-82°</u>	1.9 <u>-70°</u>
Filtros (Mvar)	11° harmônico: 252 13° harmônico: 252	11° harmônico: 252 13° harmônico: 252
Capacitores (Mvar)	125	125
Transformador	345/213,5 kV 603,73 MVA $X_s = 0,18$ p.u.	230/209,2 kV 591,79 MVA $X_s = 0,18$ p.u.
Resistência da linha CC = 5,0 Ω		
Indutância da Linha CC + Reator de alisamento= 1,194 H		

Apêndice B – ANATEM – Parâmetros Utilizados e Sistemas de Controle

```

DCDU
( nc ) ( nome cdu )
  5001 CTRL_RECTIFI
-----
(      (nome) (      valor      )
-----
DEFPAR #G      1.0
DEFPAR #T      0.0012
DEFPAR #T3     0.003
DEFPAR #pi     3.141592653589793
DEFPAR #KPPi1  1.0989
DEFPAR #CTPi1  0.01092
DEFPAR #KiPi1  1.0
DEFPAR #VMIN1  0.52
DEFPAR #VMAX1  3.054
DEFPAR #CORD   1.0
(
(nb)i(tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin)(vmax)
  1 IMPORT      CCNV      CMR      9001
  2 LEDLAG      CMR      CMRS      #G      1.0      #T
  4 SOMA        -CMRS    CERRR
                    CORDER CERRR
  44 PROINT     CERRR    SI_Pi1  #KiPi1  0.      #CTPi1      VMIN1  VMAX1
  45 GANHO     CERRR    SG_Pi1  #KPPi1
  48 SOMA        SI_Pi1  BETAR
                    SG_Pi1  BETAR
  55 LIMITA     BETAR    BETARL      VMIN1  VMAX1
  6 SOMA        -BETARL  AOR
                    PI      AOR
  66 LEDLAG     AOR      AORFIL  #G      1.0      #T3
  11 ENTRAD     PI
  12 EXPORT    ALFA      AORFIL
(nb)i(tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin)(vmax)
  212 FRACAO     AOR      AOR-G    180.      #pi
  312 FRACAO     AORFIL  AORF-G   180.      #pi
  412 saida      AOR-G
  512 saida      AORF-G
  15 IMPORT      CDU      CORDER   9002
-----
(      (stip) (vdef) ( dl )
-----
DEFVAL          VMIN1  #VMIN1
DEFVAL          VMAX1  #VMAX1
DEFVAL          PI     #pi
FIMCDU
(
( nc ) ( nome cdu )
  5002 CTRL_INVERTR
-----
(      (nome) (      valor      )
-----
DEFPAR #G      -1.0
DEFPAR #T      0.02
DEFPAR #UM     1.000000
DEFPAR #PI     3.141592653589793
DEFPAR #G1     1.0
DEFPAR #T1     0.0012
DEFPAR #T3     0.003
DEFPAR #MEILT  0.01
DEFPAR #VMIN2  0.52
DEFPAR #VMIN3  0.52
DEFPAR #VMAX2  1.92
DEFPAR #VMAX3  1.57
DEFPAR #CORD   1.0
DEFPAR #CMARG  0.1

```

```

DEFPAR #TRINT -0.544
DEFPAR #BETIC 0.52
DEFPAR #KPPI2 0.63
DEFPAR #CTPI2 0.01524
DEFPAR #KiPI2 1.0
DEFPAR #KpPI3 0.7506
DEFPAR #CTPI3 0.0544
DEFPAR #KiPI3 1.0
DEFPAR #GMIN 0.2618
(
(nb)i(tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin)(vmax)
 1 IMPORT VCNV VDCI 9003
 2 LEDLAG VDCI VDCIS #G 1.0 #T
 3 SOMA VDCIS MPVS
 VCOMP MPVS
 5 FUNCAO PONTOS MPVS VDCL 0. .549960.1 .54997
 0.2 .549980.3 .54999
 0.4 .55 0.5 0.6400
 0.6 .7300 0.7 0.8200
 0.8 .9100 0.9 1.
 1. 1.1 1.1 1.2
 1.2 1.3 1.3 1.4
 1.4 1.5 1.5 1.6
 1.6 1.7 1.7 1.8
 1.8 1.9 1.9 2.
 7 ENTRAD CO
14 IMPORT CCNV CMIC 9003
15 LEDLAG CMIC CMIS #G1 1.0 #T1
16 GANHO CMIS VCOMP #MEILT
17 MULTPL MPVS POWER
 CMIS POWER
18 SOMA CRDINV CERRI
 -CMIS CERRI
19 SOMA -CMARG CERRIM
 CERRI CERRIM
20 ENTRAD CMARG
44 PROINT CERRIM SI_PI2 #KiPI2 0. #CTPI2 VMIN2 VMAX2
45 GANHO CERRIM SG_PI2 #KPPI2
48 SOMA SI_PI2 BETAIC
 SG_PI2 BETAIC
50 LIMITA BETAIC BETICL VMIN2 VMAX2
24 FUNCAO RAMPA CERRI DGEI 0. 0. 0.1 0.2793
25 IMPORT GAMA GMES 9003
27 SOMA DGEI GERRI
 -GMES GERRI
 GMIN GERRI
28 ENTRAD GMIN
29 MAX GERRI GNLG
 TRINTA GNLG
36 SAIDA POWER
38 MIN CO CRDINV
 VDCL CRDINV
337 DELAY CRDINV CRDRET
37 EXPORT CDU CRDRET
41 ENTRAD TRINTA
42 ENTRAD PI
46 PROINT GNLG SI_PI3 #KiPI3 0. #CTPI3 VMIN3 VMAX3
47 GANHO GNLG SG_PI3 #KpPI3
49 SOMA SI_PI3 BETAIG
 SG_PI3 BETAIG
51 LIMITA BETAIG BETIGL VMIN3 VMAX3
31 MAX BETICL BETAI
 BETIGL BETAI
32 SOMA PI AOI
 -BETAI AOI
332 LEDLAG AOI AOIFIL #G1 1.0 #T3
35 EXPORT ALFA AOIFIL
212 FRACAO AOI AOI-G 180. #pi
312 FRACAO AOIFIL AOIF-G 180. #pi
412 saida AOI-G
512 saida AOIF-G
( 35 EXPORT ALFA AOI
(-----
( (stip) (vdef) ( dl )
(-----
DEFVAL var GMIN GMES
DEFVAL TRINTA #TRINT

```

```
DEFVAL      VMIN2  #VMIN2
DEFVAL      VMIN3  #VMIN3
DEFVAL      VMAX2  #VMAX2
DEFVAL      VMAX3  #VMAX3
DEFVAL      CO     #CORD
DEFVAL      CMARG  #CMARG
DEFVAL      PI     #PI
DEFVAL      BETICL #BETIC
DEFVAL var  BETIGL BETAI
FIMCDU
999999
```

Apêndice C – ANAREDE – Parâmetros Utilizados

TITU
 MONOPOLO/SISTEMA BENCHMARK CIGRE Io=2000 A ESCRi=2.5 - sem eqv sist CA
 DBAR
 (Num)OETGb(nome)Gl(V)(A)(Pg)(Qg)(Qn)(Qm)(Bc)(Pl)(Ql)(Sh)Are(Vf)M
 1 L 1RET-CA 1006-21. 11000
 2 L 2INV-CA 985 23. 11000
 10 L2 1EQUIV-RET-CA 1110 0.1049.374.2-999999999 11000
 20 L2 2EQUIV-INV-CA 935 0.-852.297.3-999999999 11000
 1001 L 1 1080.561 11000
 1002 L 1006-21. 11000
 2001 L 948.269 11000
 2002 L 99410.9 11000
 99999
 DLIN
 (De) d O d(Pa)NcEP (R%)(X%)(Mvar)(Tap)(Tmn)(Tmx)(Phs)(Bc)(Cn)(Ce)Ns(Cq)
 10 1001 1 .314 .0001
 20 2001 1 .14 .1E-4
 1001 1002 1 181.53 .1E-4
 1001 1002 2 3.9856
 1002 1 1 .001
 2001 2002 1 4.69 .1E-4
 2001 2002 2 .142.1676
 2002 2 1 2.1676
 99999
 DBSH
 (NFr) O (NTo) Nc C (Vmn (Vmx Bctrl (Qini) T A (Extr
 1 F 0950 1100 1 633. C
 (G O E (U) UOp (Sht)
 10 1 1 633.
 FBAN
 (NFr) O (NTo) Nc C (Vmn (Vmx Bctrl (Qini) T A (Extr
 2 F 0950 1110 2 598. C
 (G O E (U) UOp (Sht)
 10 1 1 598.
 FBAN
 99999
 DELO
 (No) O (V) (P) (Identificacao) M E
 1 500. 1000. CIGRE-BENCHMARK-MONO N L
 99999
 DCBA
 (No) O TP(Nome)Gl(Vd) (Rs)(Elo
 1 1+RETIFICADORA 494.4 1
 2 +INVERSORA 484.4 1
 3 ONEUTRA 0. 1
 4 ONEUTRA 0. 1
 99999
 DCLI
 (De) O (Pa)Nc P (R)(L) (Cn)
 1 2 1 F 5.1193.6
 99999
 DCNV
 (No) O (CA) (CC) (EL) T p (Ino) (Xc) (Vfs) (Snt) (Rra) (Lra) (CCC) Fr
 1 1 1 3 R 2 2000. 18. 213.4 603.7 5. 50
 2 2 2 4 I 2 2000. 18. 209.2 591.8 5. 50
 99999
 DCCV
 (No) O FMC (Vsp) (Marg (IMax (Dsp) (Dtn) (Dtm) (Tmn) (Tmx) (S (Vmn (Tmh) (Ttr)
 1 C 2000. 9999. 20.3 5. 25. .8 1.5 1. 1.
 2 F C 2000. 10. 9999. 15.1 15. 20. .8 1.4 .989 1.
 99999
 DGBT
 (G (kV)
 1 345.
 2 230.
 99999
 FIM

Apêndice D – Rotinas MATLAB

Rotina que calcula os dados da rede a partir do ESCR, Pdc e MIIF

```
clc
clear
ESCR1=5
ESCR2=5
Base=1000
vbase=230
zbase=vbase*vbase/Base
freq=50
Filtros1=626.8
Filtros2=626.8
MIIF21=0.25
Pdc1MW=1000
Pdc2MW=1000
ScclMVA=Pdc1MW*ESCR1 + Filtros1
Sccl2MVA=Pdc2MW*ESCR2 + Filtros2
Sccl=ScclMVA/Base
Sccl2=Sccl2MVA/Base
Pdc1=Pdc1MW/Base
Pdc2=Pdc2MW/Base
Pdc=[Pdc1;Pdc2]
Sccl=[Sccl;Sccl2]
Zbus(1,1)=1/Sccl
Zbus(2,2)=1/Sccl2
Zbus(1,2)=MIIF21*Zbus(1,1)
Zbus(2,1)=Zbus(1,2)
MIIF12=Zbus(2,1)/Zbus(2,2)
Ybus=inv(Zbus)
MSCR=abs(1/(Pdc(1)*Zbus(1,1)+Pdc(2)*Zbus(1,2));1/(Pdc(2)*Zbus(2,2)+Pdc(1)*Zbus(2,1)))
y12=-Ybus(1,2)
y11=Ybus(1,1)-y12
y22=Ybus(2,2)-y12
z11=1/y11
z22=1/y22
z12=1/y12
ang=deg2rad(75)
XR12=15
ang12=atan(XR12)
r11=z11*cos(ang)
x11=z11*sin(ang)
r11ohm=r11*zbase
x11ohm=x11*zbase
L11henrys=x11ohm/(2*pi*freq)
r22=z22*cos(ang)
x22=z22*sin(ang)
r22ohm=r22*zbase
x22ohm=x22*zbase
L22henrys=x22ohm/(2*pi*freq)
r12=z12*cos(ang12)
x12=z12*sin(ang12)
r12ohm=r12*zbase
x12ohm=x12*zbase
L12henrys=x12ohm/(2*pi*freq)
A=[r11ohm x11ohm r12ohm L12henrys]
MIESCR=(Sccl-Filtros1/Base)/(Pdc1+MIIF21*Pdc2)
B=[MIESCR MIESCR z11 z12]
```

Rotina que calcula os índices ESCR, MIIF, MSCR, MIESCR a partir dos dados da rede

```
clc
clear
Rinv1=0.0068
Xinv1=0.0252
Rinv2=0.0119
Xinv2=0.0446
sb= 100
vb= 230
zb= vb^2/sb
fHz =50
Xl2=0.0781
Pdc1= 10
Pdc2= 10
Filtros=625
XRinv1=Xinv1/Rinv1
ANG=atan(XRinv1)*(180/pi)
Zinv1=(Rinv1^2+Xinv1^2)^(1/2)
Yinv1= 1/Zinv1
XRinv2=Xinv2/Rinv2
ANG=atan(XRinv2)*(180/pi)
Zinv2=(Rinv2^2+Xinv2^2)^(1/2)
Yinv2=1/Zinv2
XRl2=15
Rl2=Xl2/XRl2
z12=(Rl2^2+Xl2^2)^(1/2)
y12=1/z12
rohms=Rl2*zb
xohms=Xl2*zb
LHenrys=xohms/(2*pi*fHz)
Ybus=[Yinv1+y12 -y12; -y12 Yinv2+y12]
Zbus=inv(Ybus)
Scc=[1/Zbus(1,1); 1/Zbus(2,2)]
Pdc=[Pdc1;Pdc2]
MIIF=[Zbus(1,1)/Zbus(1,1) Zbus(1,2)/Zbus(1,1); Zbus(2,1)/Zbus(2,2) Zbus(2,2)/Zbus(2,2)]
SCR=[1/(Pdc1*Zbus(1,1));1/(Pdc2*Zbus(2,2))]
ESCR=[(SCR(1)*Pdc(1)-Filtros/100)/Pdc(1);(SCR(2)*Pdc(2)-Filtros/100)/Pdc(2)]
MSCR=[1/(Pdc(1)*Zbus(1,1)+Pdc(2)*Zbus(1,2));1/(Pdc(2)*Zbus(2,2)+Pdc(1)*Zbus(2,1))]
MISCR=[SCR(1)*Pdc(1)/(Pdc(1)+MIIF(1,2)*Pdc(2));SCR(2)*Pdc(2)/(Pdc(2)+MIIF(2,1)*Pdc(1))]
MIESCR=[ESCR(1)*Pdc(1)/(Pdc(1)+MIIF(1,2)*Pdc(2));ESCR(2)*Pdc(2)/(Pdc(2)+MIIF(2,1)*Pdc(1))]
```