



## AVALIAÇÃO DA ESTABILIDADE DE TENSÃO EM SISTEMAS COM ELOS DE CORRENTE CONTÍNUA EM REDES ELETRICAMENTE PRÓXIMAS

Bruno da Cruz Sessa

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.

Orientadora: Tatiana Mariano Lessa de Assis

Rio de Janeiro

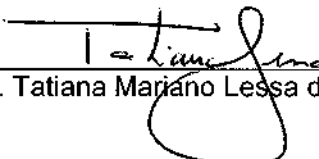
Março de 2017

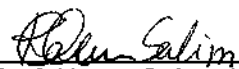
AVALIAÇÃO DA ESTABILIDADE DE TENSÃO EM SISTEMAS COM ELOS DE CORRENTE  
CONTÍNUA EM REDES ELETRICAMENTE PRÓXIMAS

Bruno da Cruz Sessa

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. Karen Caino de Oliveira Salim, D.Sc.

  
\_\_\_\_\_  
Prof. Ricardo Mota Henriques, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

MARÇO DE 2017

Sessa, Bruno da Cruz

Avaliação da Estabilidade de Tensão em Sistemas com Elos de Corrente Contínua em Redes Eletricamente Próximas/ Bruno da Cruz Sessa. – Rio de Janeiro: UFRJ/ COPPE, 2017.

XVII, 129 p.: il.; 29,7 cm.

Orientadora: Tatiana Mariano Lessa de Assis

Dissertação (mestrado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de Engenharia Elétrica, 2017.

Referências Bibliográficas: p. 118-120.

1. Estabilidade de Tensão. 2. Corrente Contínua.  
3. *Multi-Infeed*. I. Assis, Tatiana Mariano Lessa de.  
II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE,  
Programa de Engenharia Elétrica. III. Título.

*“ O sucesso nasce do querer, da determinação e persistência em se chegar a um objetivo.  
Mesmo não atingindo o alvo, quem busca e vence obstáculos, no mínimo fará coisas  
admiráveis. ”*

*José de Alencar*

*A meus pais Lourdes e Claudio, ao meu  
irmão Thiago e à minha noiva Carol.*

*Vocês são os pilares da minha vida.*

# AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar a Deus, por me ajudar a superar todos os obstáculos e tornar possível mais uma conquista em minha vida.

Aos meus pais Claudio Sessa e Maria de Lourdes M. Cruz, pelo amor, carinho e apoio dedicados à minha criação, por todos os ensinamentos e por ter dado toda a estrutura para me tornar a pessoa que sou hoje.

À minha noiva e futura esposa Carolina Castro, por todo o amor que sempre me dedicou, pela compreensão e apoio incondicional durante os anos do curso de mestrado, por compartilhar todos os momentos da minha vida e me ajudar a alcançar meus objetivos.

Ao meu irmão Thiago, pela convivência e amizade durante todo o tempo. Ao restante dos familiares e amigos, por compreenderem a minha ausência em muitos momentos para me dedicar à finalização deste trabalho. À Cris, pelo carinho e apoio ao longo dos últimos anos.

À minha orientadora Tatiana Mariano L. Assis, pela confiança neste trabalho, pelo comprometimento e atenção despendida nas reuniões que tivemos e pela contribuição técnica significativa para a minha formação.

Ao Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), particularmente à Lillian Monteath, pela oportunidade de realizar o mestrado. Em especial, aos amigos Fernando Machado e André Bianco, pelo incentivo, contribuições e apoio técnico fundamental para a conclusão desta dissertação. Ao restante da equipe da Gerência de Ampliações e Reforços na Transmissão (GET-1), pela convivência e pelos conhecimentos transmitidos.

Ao colega Carlos Neto, por disponibilizar uma versão do programa Organon em que fosse possível a extração da matriz Jacobiana da rede. Ao Cleves Adans, pela importante ajuda na construção da macro para tratamento dos dados. Ao Marcio Szechtman, pelas conversas iniciais sobre o tema que culminaram neste trabalho.

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

## AVALIAÇÃO DA ESTABILIDADE DE TENSÃO EM SISTEMAS COM ELOS DE CORRENTE CONTÍNUA EM REDES ELETRICAMENTE PRÓXIMAS

Bruno da Cruz Sessa

Março/2017

Orientadora: Tatiana Mariano Lessa de Assis

Programa: Engenharia Elétrica

Esta dissertação consiste em analisar a estabilidade de tensão em sistemas compostos por elos de corrente contínua que têm suas estações inversoras conectadas a barras CA que estão eletricamente próximas. Sistemas com essa configuração são conhecidos como *multi-infeed*. A fim de proceder tal avaliação, foi aplicado o método de análise modal estática, baseado na decomposição de autovalores. Esse método tem a capacidade de revelar a proximidade da instabilidade de tensão e a identificação do ponto crítico do sistema. A implementação de medidas corretivas em pontos críticos e a verificação de suas eficácias também são objetivos do trabalho. Adicionalmente, o cálculo e a interpretação dos vários índices de avaliação *multi-infeed* foram abordados. As simulações foram realizadas primeiramente em um sistema de pequeno porte, que possui apenas dois elos de corrente contínua, para consolidar os conceitos sobre estabilidade de tensão. Em seguida, foram executadas simulações no Sistema Interligado Nacional, que em um futuro próximo, terá seis elos de corrente contínua alimentando quatro estações inversoras interligadas por redes relativamente próximas.

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

## EVALUATION OF VOLTAGE STABILITY IN MULTI-INFEED DIRECT CURRENT SYSTEMS

Bruno da Cruz Sessa

March/2017

Advisor: Tatiana Mariano Lessa de Assis

Department: Electrical Engineering

The purpose of this dissertation is to analyze voltage stability within systems comprising DC links where inverter stations are connected to the same electrical network. This system configuration is known as multi-infeed. To undertake such an evaluation, static modal analysis methodology based on eigenvalue decomposition was applied. This method affirms the proximity of voltage instability and identification of critical points within the system. Further objectives of this dissertation include the implementation of corrective measures at critical points and the verification of their effectiveness. Moreover, the calculation and evaluation of various multi-infeed indexes were also addressed. The simulations were first implemented within a smaller limited system comprised of only two DC links, this to consolidate voltage stability concepts. Further simulations were then undertaken within the Brazilian Interconnected Power System, which will soon accommodate six DC links feeding four independent inverter stations interconnected by relatively low impedance.

# SUMÁRIO

<b>CAPÍTULO I</b>	<b>INTRODUÇÃO</b>	<b>1</b>
I.1	MOTIVAÇÃO	1
I.2	OBJETIVOS	2
I.3	ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO	3
<b>CAPÍTULO II</b>	<b>TRANSMISSÃO EM CORRENTE CONTÍNUA</b>	<b>5</b>
II.1	INTRODUÇÃO	5
II.2	CONFIGURAÇÕES DOS ELOS CCAT	6
II.3	COMPONENTES DE UM SISTEMA DE TRANSMISSÃO CCAT	8
II.4	VANTAGENS E DESVANTAGENS DA TRANSMISSÃO CCAT	11
<b>CAPÍTULO III</b>	<b>SISTEMAS CCAT <i>MULTI-INFEED</i></b>	<b>20</b>
III.1	INTRODUÇÃO	20
III.2	ÍNDICES DE AVALIAÇÃO <i>MULTI-INFEED</i>	21
III.2.1	Potência de Curto-Circuito	21
III.2.2	Potência do Elo CC	21
III.2.3	Relação de Curto-Circuito	22
III.2.4	Relação de Curto-Circuito Efetiva	22
III.2.5	Fator de Interação <i>Multi-Infeed</i>	23
III.2.6	Relação de Curto-Circuito Interativa <i>Multi-Infeed</i>	25
III.2.7	Relação de Curto-Circuito Efetiva Interativa <i>Multi-Infeed</i>	26
III.3	INTERAÇÃO ENTRE OS ELOS CCAT	27
III.3.1	Classificação dos Fenômenos de Interação	27
III.3.2	Principais Fenômenos de Interação	28
<b>CAPÍTULO IV</b>	<b>ESTABILIDADE DE TENSÃO EM SISTEMAS CCAT <i>MULTI-INFEED</i></b>	<b>31</b>
IV.1	INTRODUÇÃO	31
IV.2	O PROBLEMA DA INSTABILIDADE DE TENSÃO	32
IV.3	INSTABILIDADE DE TENSÃO CAUSADA POR ELOS CCAT	34
IV.3.1	Curva de Máxima Potência	35
IV.3.2	Fator de Estabilidade de Tensão	36
IV.4	ANÁLISE MODAL PARA ESTABILIDADE DE TENSÃO	39
IV.4.1	Modo Crítico	41
IV.4.2	Fatores de Participação	43
<b>CAPÍTULO V</b>	<b>SIMULAÇÕES E ANÁLISES PARA UM SISTEMA DE PEQUENO PORTE</b>	<b>45</b>
V.1	INTRODUÇÃO	45
V.2	METODOLOGIA DE TRABALHO APLICADA	45
V.2.1	Metodologia para Aplicação da Análise Modal	46
V.2.2	Metodologia para Cálculo dos Índices <i>Multi-Infeed</i>	51
V.3	DESCRIÇÃO DO SISTEMA-TESTE	52
V.4	SIMULAÇÕES DINÂMICAS	54
V.4.1	Testes Realizados	54
V.4.2	Implementação de uma Medida Corretiva	61



V.5	AVALIAÇÃO DA ESTABILIDADE DE TENSÃO NO SISTEMA-TESTE VIA ANÁLISE MODAL	65
V.5.1	Teste 1 – Aumento da Potência Transmitida nos Elos CC .....	65
V.5.2	Teste 2 – Desligamento de Linhas na Rede CA Receptora.....	70
V.5.3	Teste 3 – Variação da Impedância de Acoplamento Entre os Elos CC....	75
V.6	CÁLCULO DOS ÍNDICES <i>MULTI-INFEED</i> NO SISTEMA-TESTE .....	80
V.6.1	Teste 1 – Aumento da Potência Transmitida nos Elos CC .....	80
V.6.2	Teste 2 – Desligamento de Linhas na Rede CA Receptora.....	82
V.6.3	Teste 3 – Variação da Impedância de Acoplamento Entre os Elos CC....	85
<b>CAPÍTULO VI SIMULAÇÕES E ANÁLISES PARA UM CASO DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL .....</b>		<b>89</b>
VI.1	INTRODUÇÃO.....	89
VI.2	SISTEMA BRASILEIRO CCAT <i>MULTI-INFEED</i> .....	90
VI.3	SENSIBILIDADE DA MATRIZ MIIF AO PATAMAR DE CARGA DO SISTEMA.....	93
VI.4	SENSIBILIDADE DA MATRIZ MIIF ÀS OBRAS DO SIN .....	98
VI.4.1	Teste 1 – Implantação de uma Linha de Transmissão .....	98
VI.4.2	Teste 2 – Implantação de Compensadores Síncronos .....	101
VI.5	AVALIAÇÃO DA ESTABILIDADE DE TENSÃO EM CASOS DO SIN VIA ANÁLISE MODAL	102
VI.5.1	Teste 1 – Redução da Potência Transmitida nos Elos CC .....	104
VI.5.2	Teste 2 – Alterações na Rede Elétrica CA.....	107
VI.6	CÁLCULO DOS ÍNDICES <i>MULTI-INFEED</i> EM CASOS DO SIN .....	109
VI.6.1	Teste 1 – Redução da Potência Transmitida nos Elos CC .....	111
VI.6.2	Teste 2 – Alterações na Rede Elétrica CA.....	112
<b>CAPÍTULO VII CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS .....</b>		<b>114</b>
VII.1	CONCLUSÕES .....	114
VII.2	TRABALHOS FUTUROS .....	116
<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....</b>		<b>118</b>
<b>APÊNDICE A ROTINA DO MATLAB PARA A MONTAGEM DA MATRIZ JACOBIANA NA ANÁLISE MODAL.....</b>		<b>121</b>
<b>APÊNDICE B ROTINA DO MATLAB PARA O REPOSICIONAMENTO DOS ELEMENTOS REFERENTES ÀS BARRAS CA CONVERSoras.....</b>		<b>122</b>
<b>APÊNDICE C ROTINA DO MATLAB PARA A OBTENÇÃO DA MATRIZ JACOBIANA-REDUZIDA E CÁLCULO DO MODO CRÍTICO E FATORES DE PARTICIPAÇÃO .....</b>		<b>125</b>
<b>APÊNDICE D DADOS DE REGIME PERMANENTE DO SISTEMA-TESTE.....</b>		<b>127</b>

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Diagrama esquemático de um elo monopolar .....	6
Figura 2: Diagrama esquemático de um elo bipolar .....	7
Figura 3: Diagrama esquemático de um elo homopolar .....	8
Figura 4: Componentes de um sistema de transmissão CCAT .....	8
Figura 5: Comparação dos custos de transmissão CC e CA em função da distância .....	16
Figura 6: Obtenção do índice MIIF por meio de simulações dinâmicas.....	24
Figura 7: Sistema de duas barras CA para análise da curva P-V.....	33
Figura 8: Curva P-V da barra receptora em um sistema de duas barras.....	33
Figura 9: Curva de Máxima Potência (MPC) .....	35
Figura 10: Variação de VSF em função da potência injetada no elo CC .....	37
Figura 11: Característica $dQ/dV$ para diferentes situações .....	38
Figura 12: Fluxograma com o passo-a-passo da metodologia para aplicação da análise modal .....	47
Figura 13: Representação da matriz Jacobiana de um sistema de 8 barras .....	48
Figura 14: Nova matriz Jacobiana após o reposicionamento dos elementos referentes às barras 2 e 4 .....	49
Figura 15: Nova matriz após a incorporação do efeito das barras sem interesse.....	50
Figura 16: Diagrama unifilar do sistema de pequeno porte .....	52
Figura 17: Diagrama unifilar do sistema de pequeno porte modificado para realizar as simulações.....	53
Figura 18: Perfil de tensão após um degrau de potência de 10% nos dois elos CC.....	55
Figura 19: Perfil de tensão após um degrau de potência de 15% nos dois elos CC.....	55
Figura 20: Perfil de tensão após um degrau de potência de 20% no elo 1 e de 17% no elo 2 .....	56
Figura 21: Linhas de transmissão paralelas do sistema-teste .....	57
Figura 22: Perfil de tensão após a contingência de 4 circuitos do sistema receptor.....	58
Figura 23: Perfil de tensão após a contingência de 6 circuitos do sistema receptor.....	59

Figura 24: Perfil de tensão após a contingência de 6 circuitos do sistema receptor seguido de um degrau de potência de 2% no retificador 1 .....	59
Figura 25: Perfil de tensão após a contingência de 2 circuitos do sistema receptor com reatância de 2%.....	60
Figura 26: Perfil de tensão após a contingência de 4 circuitos do sistema receptor com reatância de 2%.....	61
Figura 27: Instalação de um compensador síncrono no sistema receptor .....	62
Figura 28: Tensões nas barras CA na contingência de 2 circuitos após implementação do compensador síncrono .....	62
Figura 29: Geração reativa do compensador síncrono na contingência de 2 circuitos .....	63
Figura 30: Tensões nas barras CA na contingência de 4 circuitos após implementação do compensador síncrono .....	64
Figura 31: Geração reativa do compensador síncrono na contingência de 4 circuitos .....	64
Figura 32: Comportamento do modo crítico do sistema-teste à medida que se eleva a potência injetada nos elos CC.....	67
Figura 33: Gráfico dos fatores de participação das barras de comutação CA para cada ponto de operação.....	69
Figura 34: Curva da potência injetada nos elos CC em função da tensão nas barras CA....	69
Figura 35: Comportamento do modo crítico à medida que circuitos (com $X = 1\%$ ) são desligados .....	71
Figura 36: Comportamento do modo crítico à medida que circuitos (com $X = 2\%$ ) são desligados .....	72
Figura 37: Sistema-teste com um circuito desligado proveniente do conversor 1 e dois circuitos desligados provenientes do conversor 2 .....	73
Figura 38: Instalação de um compensador síncrono em uma das barras CA derivadas do elo 2 .....	74
Figura 39: Linha de transmissão entre os elos 1 e 2 que terá sua impedância variada .....	76
Figura 40: Desligamento de três circuitos da rede CA derivada do elo 1 .....	78
Figura 41: Comportamento dos fatores de participação em função do aumento da impedância de acoplamento .....	80

Figura 42: Gráfico do MIESCR na barra CA do conversor 1 em função da potência injetada nos elos CC .....	81
Figura 43: Gráfico do MIESCR na barra CA do conversor 1 em função do desligamento de linhas com reatância igual a 1% .....	83
Figura 44: Gráfico do MIESCR na barra CA do conversor 1 em função do desligamento de linhas com reatância igual a 2% .....	84
Figura 45: Gráfico do MIESCR na barra CA do conversor 1 em função da impedância de acoplamento com a rede intacta .....	86
Figura 46: Gráfico do MIESCR na barra CA do conversor 1 em função da impedância de acoplamento com a nova configuração de rede.....	88
Figura 47: Proximidade elétrica entre as estações inversoras da região Sudeste.....	93
Figura 48: Cenário Norte Exportador para o Sudeste, no patamar de carga média, para o ano 2019 .....	94
Figura 49: Cenário Norte Exportador para o Sudeste, no patamar de carga leve, para o ano 2019 .....	95
Figura 50: Mapa geoeletrico com a localização da LT 500 kV Estreito – Itabirito 2 e dos inversores da região Sudeste .....	99
Figura 51: Mapa geoeletrico com a localização da LT 500 kV Marimbondo 2 – Campinas e dos inversores da região Sudeste.....	107

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Exemplo de matriz MIIF para um sistema <i>multi-infeed</i> com quatro estações inversoras .....	25
Tabela 2: Resultado da decomposição modal para o teste de aumento da potência transmitida nos elos CC .....	66
Tabela 3: Resultado da decomposição modal para o caso em que os elos 1 e 2 transmitem 1680 MW e 1638 MW, respectivamente .....	67
Tabela 4: Fatores de participação associados ao modo crítico no teste de aumento da potência transmitida nos elos CC.....	68
Tabela 5: Resultado da decomposição modal para o teste de desligamento de linhas com reatância igual a 1% .....	70
Tabela 6: Resultado da decomposição modal para o teste de desligamento de linhas com reatância igual a 2% .....	71
Tabela 7: Fatores de participação associados ao modo crítico no teste de desligamento de linhas na rede CA receptora .....	72
Tabela 8: Resultado da decomposição modal antes e depois da implementação do compensador síncrono .....	74
Tabela 9: Resultado da decomposição modal para o teste de variação da impedância de acoplamento entre os elos.....	77
Tabela 10: Resultado da decomposição modal para o teste de variação da impedância de acoplamento entre os elos com a nova configuração de rede.....	79
Tabela 11: Índices <i>multi-infeed</i> para o teste de aumento da potência transmitida nos elos CC .....	81
Tabela 12: Índices <i>multi-infeed</i> para o teste de desligamento de linhas com reatância igual a 1% .....	82
Tabela 13: Índices <i>multi-infeed</i> para o teste de desligamento de linhas com reatância igual a 2% .....	83
Tabela 14: Índices <i>multi-infeed</i> antes e depois da inserção do compensador síncrono .....	84
Tabela 15: Índices <i>multi-infeed</i> para o teste de variação da impedância de acoplamento entre os elos com a rede intacta .....	85

Tabela 16: Índices <i>multi-infeed</i> para o teste de variação da impedância de acoplamento entre os elos com a nova configuração de rede.....	87
Tabela 17: Elos CC na configuração <i>back-to-back</i> responsáveis pelas interligações internacionais .....	90
Tabela 18: Características técnicas dos bipolos de Itaipu.....	91
Tabela 19: Características técnicas dos bipolos do Rio Madeira .....	91
Tabela 20: Características técnicas dos bipolos de Belo Monte.....	92
Tabela 21: Matriz MIIF no patamar de carga média do cenário Norte Exportador para o Sudeste .....	96
Tabela 22: Matriz MIIF no patamar de carga leve do cenário Norte Exportador para o Sudeste .....	96
Tabela 23: Variação dos fatores MIIF do patamar de carga leve em relação ao patamar de carga média.....	97
Tabela 24: Variação dos fatores MIIF do caso com a linha de transmissão em relação ao caso sem a mesma .....	100
Tabela 25: Variação dos fatores MIIF do caso com os compensadores síncronos em relação ao caso sem os mesmos .....	101
Tabela 26: Resultado da decomposição modal para o caso de partida do SIN.....	103
Tabela 27: Resultado da decomposição modal após a redução da potência injetada nos elos CC de Araraquara e Estreito.....	105
Tabela 28: Resultado da decomposição modal após a redução da potência injetada nos elos CC de Araraquara, Estreito e Ibiúna .....	106
Tabela 29: Resultado da decomposição modal após a retirada da LT 500 kV Marimbondo 2 – Campinas .....	108
Tabela 30: Resultado da decomposição modal após a inserção de três compensadores síncronos na SE Araraquara 2.....	109
Tabela 31: Resultado do cálculo dos índices <i>multi-infeed</i> para o caso de partida do SIN ..	110
Tabela 32: Resultado do cálculo dos índices <i>multi-infeed</i> após a redução da potência injetada nos elos CC de Araraquara e Estreito.....	111
Tabela 33: Resultado do cálculo dos índices <i>multi-infeed</i> após a redução da potência injetada nos elos CC de Araraquara, Estreito e Ibiúna .....	111

Tabela 34: Resultado do cálculo dos índices <i>multi-infeed</i> após a retirada da LT 500 kV Marimbondo 2 – Campinas.....	112
Tabela 35: Resultado do cálculo dos índices <i>multi-infeed</i> após a inserção de três compensadores síncronos na SE Araraquara 2.....	113

## LISTA DE SÍMBOLOS E SIGLAS

AHE	Aproveitamento Hidrelétrico
ANAANA	Programa de Conversão de Dados de ANAREDE para ANAFAS
ANAFAS	Programa de Análise de Falhas Simultâneas
ANAREDE	Programa de Análise de Redes Elétricas
ANATEM	Programa de Análise de Transitórios Eletromecânicos
BM	Belo Monte
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CCAT	Corrente Contínua em Alta Tensão
CCC	<i>Capacitor Commutated Converter</i>
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CESCR	<i>Critical Effective Short Circuit Ratio</i>
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ESCR	<i>Effective Short Circuit Ratio</i>
EXPNE	Exportação de Energia da Região Nordeste
FNNE	Fluxo na Interligação Norte-Nordeste
FNS	Fluxo na Interligação Norte-Sul
FSENE	Fluxo na Interligação Sudeste-Nordeste
GO	Estado de Goiás
HVDC	<i>High Voltage Direct Current</i>
LCC	<i>Line Commutated Converter</i>
LT	Linha de Transmissão
MA	Estado do Maranhão
MAP	<i>Maximum Available Power</i>
MATLAB	Programa <i>Matrix Laboratory</i>
MESCR	<i>Multi-Infeed Effective Short Circuit Ratio</i>
MG	Estado de Minas Gerais
MIESCR	<i>Multi-Infeed Interactive Effective Short Circuit Ratio</i>
MIIF	<i>Multi-Infeed Interaction Factor</i>
MISCR	<i>Multi-Infeed Interactive Short Circuit Ratio</i>
MPC	<i>Maximum Power Curve</i>
MSCR	<i>Multi-Infeed Short Circuit Ratio</i>



N/NE	Subsistema Norte/Nordeste
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PA	Estado do Pará
PAR	Plano de Ampliações e Reforços das Instalações de Transmissão
Pdc	Potência no Elo CC
PQ	Barra de Carga
PR	Estado do Paraná
P-V	Curva da Potência Ativa em Função da Tensão
Q-V	Curva da Potência Reativa em Função da Tensão
RJ	Estado do Rio de Janeiro
RLC	Circuito Formado por Resistor (R), Indutor (L) e Capacitor (C)
RNE	Recebimento de Energia pela Região Nordeste
RO	Estado de Rondônia
Scc	<i>Short Circuit Capacity</i>
SCR	<i>Short Circuit Ratio</i>
SE	Subestação
SE/CO	Subsistema Sudeste/Centro-Oeste
SIN	Sistema Interligado Nacional
SP	Estado de São Paulo
STATCOM	<i>Static Synchronous Compensator</i>
SVC	<i>Static Var Compensator</i>
UHE	Usina Hidrelétrica
VSC	<i>Voltage Source Converter</i>
VSF	<i>Voltage Stability Factor</i>
ZIP	Modelo de Carga Formado por Impedância (Z), Corrente (I) e Potência (P) Constantes

# CAPÍTULO I

## INTRODUÇÃO

### I.1 Motivação

A energia elétrica é uma das formas de energia que a humanidade mais utiliza na atualidade, sendo indispensável no dia a dia de toda a sociedade e exercendo um papel fundamental para o desenvolvimento econômico de um país. Os sistemas elétricos de potência, compostos basicamente pela geração, transmissão e distribuição, são responsáveis por fornecer energia elétrica com qualidade aos consumidores.

Para aumentar a confiabilidade e assegurar o atendimento à demanda de energia elétrica, que vem crescendo significativamente ao longo das últimas décadas, a interligação entre diferentes sistemas elétricos tem se tornado cada vez mais comum. Além dos benefícios relacionados à segurança, a interconexão de redes elétricas vizinhas proporciona uma operação do sistema mais econômica, permitindo a exploração de fontes de energia de menores custos.

Particularmente no Brasil, por serem abundantes os recursos hidráulicos disponíveis, o abastecimento do mercado de energia elétrica é efetuado preponderantemente por meio de usinas hidrelétricas (UHE). Contudo, grande parte desse potencial hídrico localiza-se distante dos grandes centros de carga, sobretudo na região Norte, necessitando assim da instalação de longos sistemas de transmissão, que fazem parte do chamado Sistema Interligado Nacional (SIN).

Dada as distâncias a serem transpostas, entre outros fatores, as alternativas de transmissão em corrente contínua tornam-se técnica e economicamente mais interessantes do que a transmissão em corrente alternada. No âmbito do SIN, o aproveitamento hidrelétrico do Rio Madeira, através das UHEs Santo Antônio e Jirau, foi recentemente integrado ao sistema por meio de dois elos de corrente contínua em alta tensão (CCAT). A transmissão CCAT também será a forma utilizada para escoar futuramente a geração proveniente dos Rios Xingu e Tapajós.

Atualmente, a transmissão CCAT se faz presente no SIN com quatro elos em operação, sendo dois associados à UHE Itaipu e dois associados às usinas do Rio Madeira. Está prevista ainda, nos próximos três anos, a entrada em operação de mais dois elos CCAT para escoar a energia produzida na UHE Belo Monte, localizada no Rio Xingu.

Ocorre que as estações inversoras desses seis elos de corrente contínua estarão localizadas na mesma região geoeletrica, que é a região Sudeste do país. Essa situação em que os inversores estão interligados por uma rede CA com distâncias elétricas relativamente pequenas é denominada configuração *multi-infeed*. Tal configuração representa uma condição favorável para o aparecimento de fenômenos de interação entre os elos CCAT.

Um dos fenômenos possíveis de acontecer é a instabilidade de tensão na rede CA conectada às estações inversoras. Esse tipo de problema está suscetível a ocorrer, principalmente, em sistemas considerados fracos, isto é, com baixos níveis de curto-circuito. A fim de garantir o desempenho apropriado do sistema e contornar o citado problema, em muitos casos, são concebidas soluções estruturais na rede receptora, como, por exemplo, a instalação de compensadores síncronos que elevam a potência de curto-circuito, aumentando assim a margem de estabilidade.

## **I.2 Objetivos**

O principal objetivo desta dissertação é avaliar, por meio de simulações computacionais, a estabilidade de tensão em sistemas com múltiplos elos de corrente contínua que convergem para uma mesma região elétrica, interpretando os resultados obtidos de acordo com a teoria apresentada sobre o assunto.

Para tal, será aplicada uma técnica de análise modal estática que, por meio da obtenção de autovalores, autovetores e, conseqüentemente, dos fatores de participação, permite averiguar o quão próximo um determinado sistema se encontra da instabilidade de tensão, além de identificar o ponto crítico do mesmo.

Adicionalmente, também é objeto do trabalho apresentar e calcular, para cada ponto de operação a ser analisado, os índices de avaliação *multi-infeed* que auxiliam na determinação do nível de robustez do sistema e apontam o grau de interação entre os elos CCAT.

Outra finalidade desta dissertação consiste em avaliar medidas corretivas em pontos do sistema considerados críticos, ou seja, pontos que possuem o maior impacto na instabilidade de tensão.

### I.3 Estrutura da Dissertação

O CAPÍTULO II tem enfoque conceitual e é responsável por apresentar sucintamente os fundamentos teóricos acerca da transmissão em corrente contínua. São mostradas as possíveis configurações de operação dos elos e descritos os principais componentes de um sistema CCAT. No final do capítulo são relatadas as vantagens e desvantagens desse tipo de transmissão.

No CAPÍTULO III são abordados os sistemas CCAT *multi-infeed*. Inicialmente, são apresentados os diversos índices de avaliação *multi-infeed* que serão mencionados com frequência durante a dissertação. Posteriormente, discorre-se sobre as interações que podem ocorrer entre os elos CCAT, classificando os fenômenos de interação quanto à natureza e descrevendo brevemente os principais fenômenos.

O CAPÍTULO IV é destinado à apresentação dos conceitos de estabilidade de tensão. Para contextualizar o assunto, é mostrado inicialmente o problema de colapso de tensão em sistemas puramente CA. Em seguida, são exploradas duas abordagens teóricas a respeito desse problema em sistemas CCAT. Por último, explica-se detalhadamente a técnica de análise modal estática, baseada na decomposição de autovalores, utilizada para avaliar a estabilidade de tensão em sistemas *multi-infeed*.

No CAPÍTULO V é apresentada primeiramente a metodologia de trabalho empregada para a realização das simulações. Logo após, utilizando um sistema de pequeno porte, é mostrado, por meio de simulações dinâmicas, que é possível a ocorrência do fenômeno de colapso de tensão em sistemas CCAT conectados a redes fracas. Também são exibidos os resultados da aplicação da análise modal para avaliação da estabilidade de tensão nesse sistema-teste. Encerra-se esse capítulo com a apresentação dos índices *multi-infeed* calculados em diversos pontos de operação do referido sistema.

O CAPÍTULO VI consiste em apresentar inicialmente os projetos de transmissão CCAT já existentes e futuros no Brasil, que têm como ponto de chegada a região Sudeste, caracterizando assim um sistema *multi-infeed*. Posteriormente, serão mostradas aplicações no SIN de como diagnosticar o nível de interação entre os elos. Por fim, aplica-se também em casos do SIN a análise modal da estabilidade de tensão e calculam-se os índices *multi-infeed* correspondentes.

Finalmente, no CAPÍTULO VII são apresentadas as conclusões da dissertação e são dadas algumas sugestões para futuros trabalhos.

Adicionalmente, são listadas as Referências Bibliográficas e, nos Apêndices, são apresentadas as rotinas em MATLAB utilizadas para aplicação da metodologia de análise modal nos sistemas simulados.

# CAPÍTULO II

## TRANSMISSÃO EM CORRENTE CONTÍNUA

### II.1 Introdução

O crescimento industrial de uma nação requer um aumento do consumo de energia, particularmente a energia elétrica. Nos Estados Unidos, por exemplo, até o início dos anos setenta, a demanda dobrou a cada dez anos. Nos países em desenvolvimento, como o Brasil, a demanda pode dobrar a cada sete anos, o que requer investimentos consideráveis no setor de energia elétrica [1].

Na medida em que aumenta a demanda de energia, mais fontes necessitam ser exploradas e novas redes de transmissão necessitam ser construídas para conectar essas novas estações geradoras aos novos pontos de distribuição e consumo.

Especificamente no Brasil, o abastecimento do mercado de energia elétrica é efetuado predominantemente por meio de usinas hidrelétricas, já que há disponível uma grande oferta de recursos hidráulicos. Todavia, grande parte desse potencial hídrico localiza-se distante dos grandes centros consumidores, necessitando assim da instalação de longos sistemas de transmissão.

Geração remota e interconexões de sistemas levam a uma busca por transmissão de energia eficiente em níveis de potência cada vez maiores. O aumento dos níveis de tensão em CA nem sempre é viável. Os problemas da transmissão em corrente alternada, particularmente em transmissão de longa distância, levaram ao desenvolvimento da transmissão de corrente contínua de alta tensão (CCAT)<sup>1</sup>. No entanto, como a geração e o consumo de energia permanecem em corrente alternada, a transmissão CCAT requer conversão em duas extremidades; de CA para CC no terminal emissor e de CC para CA no terminal receptor.

Essa conversão é feita por intermédio de estações conversoras, denominadas estação retificadora (terminal emissor) e estação inversora (terminal receptor). Essas estações são

---

<sup>1</sup> Na literatura é amplamente utilizada a terminologia, em inglês, HVDC (*High Voltage Direct Current*).

conectadas por uma linha CC que, em geral, é longa o suficiente de tal forma que a alternativa em corrente contínua seja mais vantajosa economicamente em relação às alternativas em corrente alternada. Os conversores utilizam chaves eletrônicas de alta potência conectados em série para atingir os níveis de tensão desejados. O processo físico de conversão é tal que a mesma estação pode mudar de retificadora para inversora por uma ação de controle simples, facilitando assim inversão do fluxo de energia.

## II.2 Configurações dos Elos CCAT

Os elos CCAT podem ser classificados em três tipos que são detalhados a seguir: monopolar, bipolar e homopolar [2].

- Elo monopolar

O elo monopolar é caracterizado por possuir apenas um condutor, geralmente de polaridade negativa, conectando as estações conversoras, e o retorno se dá pela terra ou por um condutor metálico. A Figura 1 mostra o esquema de um elo monopolar.

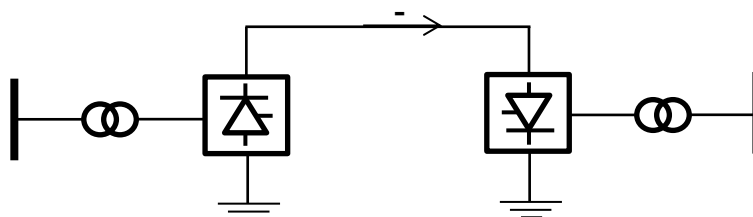


Figura 1: Diagrama esquemático de um elo monopolar

- Elo bipolar

O elo bipolar se dá por dois condutores, um com polaridade positiva e outro com polaridade negativa, conectando as estações conversoras. Em cada estação existem dois polos conversores, de mesma tensão nominal, conectados em série, podendo ter a junção (ponto neutro) entre os dois conversores aterrada em um ou em ambos os terminais, como mostrado na Figura 2.

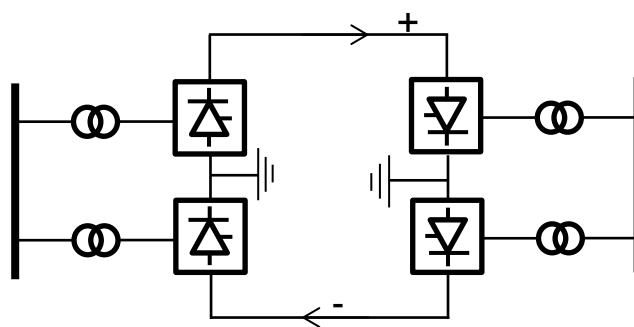


Figura 2: Diagrama esquemático de um elo bipolar

Em situações onde a junção dos conversores é aterrada nos dois terminais, os dois polos podem operar independentemente, o que traz maior segurança ao sistema. Ou seja, se um polo é isolado devido a uma falta, como por exemplo a perda de um condutor, o remanescente pode continuar operando com retorno pela terra, dentro da sua capacidade de projeto.

Devido à conveniência de operar uma ligação CC sem retorno pela terra, as ligações bipolares são geralmente mais utilizadas. O elo bipolar pode ser visto como dois elos monopolares conectados, e o sentido do fluxo de potência pode ser invertido apenas trocando a polaridades dos polos conversores.

A operação monopolar pode ser utilizada na primeira fase do desenvolvimento de uma linha bipolar, até o momento em que o crescimento de carga requeira uma operação bipolar com o dobro da capacidade de uma ligação monopolar.

- Elo homopolar

A configuração homopolar se dá por dois ou mais condutores interligando as estações conversoras, com todos eles possuindo a mesma polaridade, geralmente negativa, diminuindo a rádio interferência devido ao efeito corona. O retorno também se dá por aterramento, conforme apresentado na Figura 3.



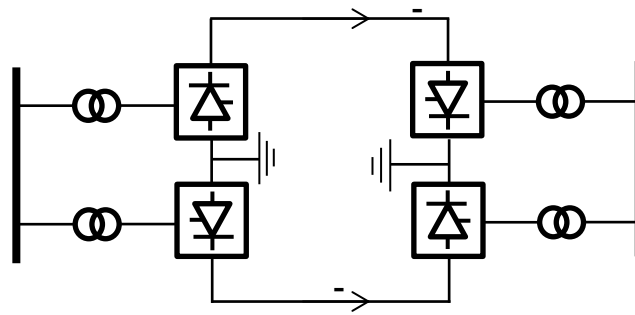


Figura 3: Diagrama esquemático de um elo homopolar

A ligação homopolar tem a vantagem de reduzir os custos de isolamento, mas as desvantagens do retorno pela terra prevalecem sobre as vantagens.

### II.3 Componentes de um Sistema de Transmissão CCAT

Os principais componentes presentes em um sistema de transmissão CCAT estão representados na Figura 4, que utiliza como exemplo uma ligação bipolar [2]. Em seguida, os mesmos serão apresentados resumidamente [3].

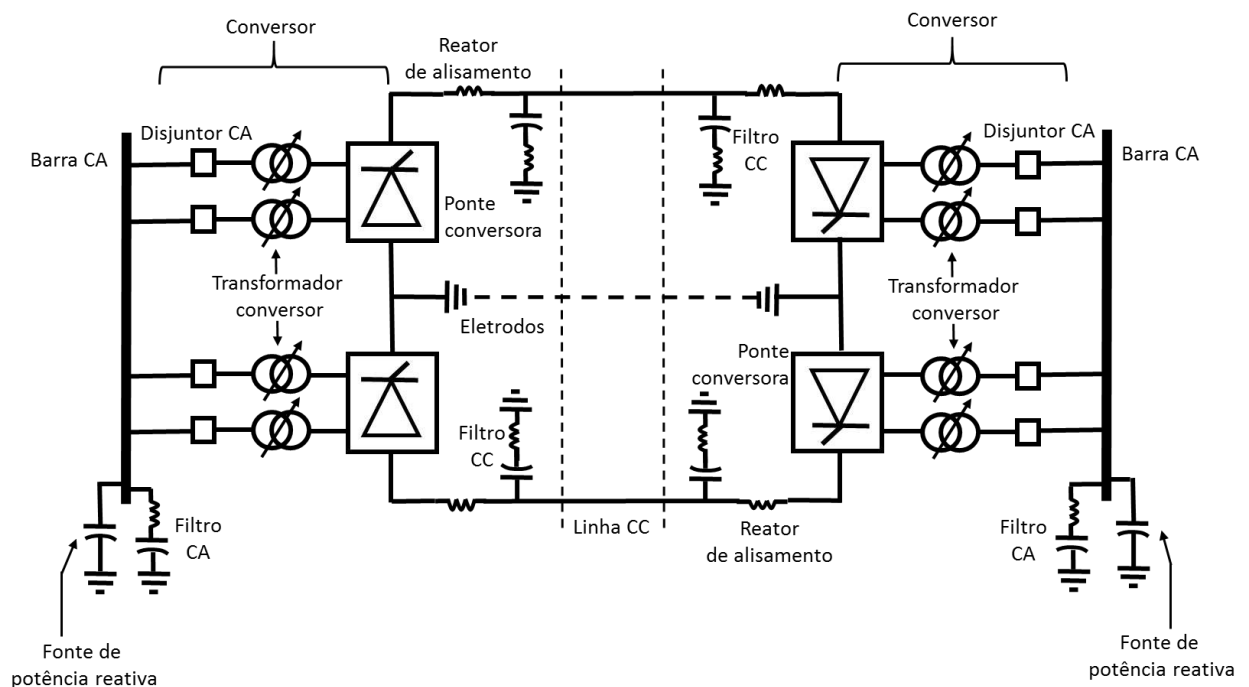


Figura 4: Componentes de um sistema de transmissão CCAT

- Conversores

São os equipamentos responsáveis pela conversão CA/CC no caso dos retificadores, e pela conversão CC/CA no caso dos inversores. São formados por meio da associação de válvulas tiristoras de alta tensão em ponte, podendo ser de seis ou doze pulsos. A configuração mais comum é a ponte de seis pulsos, também denominada ponte de Graetz.

O conversor mais utilizado em sistemas CCAT é o Conversor Comutado pela Linha, conhecido como LCC (*Line Commutated Converter*). Esse tipo de conversor utiliza tiristores, sendo dependente da rede na qual se conecta, pois necessita da presença de tensão nos terminais CA para viabilizar a comutação entre as válvulas, tanto do terminal retificador quanto do terminal inversor. Todas as simulações e análises realizadas ao longo desta dissertação se basearam em conversores do tipo LCC.

Com o avanço de novas tecnologias de válvulas e a necessidade de operação de estações inversoras em áreas com baixos níveis de curto-circuito, outros tipos de conversores começaram a ser desenvolvidos, como o Conversor Comutado por Capacitor (CCC) [4] e o Conversor Fonte de Tensão (VSC) [5].

- Transformadores conversores

São os equipamentos responsáveis por conectar os conversores à rede elétrica, realizando a elevação ou redução da tensão da rede para o nível de tensão do conversor.

Os transformadores conversores fornecem uma fonte de tensão trifásica aterrada em um 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.

- Linha CC

As linhas de transmissão em um sistema CCAT podem ser aéreas ou fazer uso de cabos subterrâneos ou submarinos. As linhas CC aéreas são bem similares às linhas CA, porém utilizam menos condutores e requerem menos espaço físico.

- Reator de alisamento

O reator de alisamento é conectado nos polos de cada estação conversora em série com a linha CC. Uma de suas funções é reduzir as tensões e correntes harmônicas na linha CC. A sua indutância também limita as variações de corrente, prevenindo a ocorrência de falha de comutação nas válvulas da estação inversora.

Por causa de sua grande indutância, o reator de alisamento desempenha também a importante função de limitar as correntes de curto-circuito em caso de faltas na linha CC.

- Filtros CA

Os filtros CA são circuitos RLC conectados nos terminais CA dos conversores que têm a finalidade de impedir que os componentes harmônicos produzidos pelos conversores sejam injetados no sistema CA, evitando a violação dos limites de distorção harmônica e outros indicadores de qualidade de energia. Tais filtros são sintonizados em frequências compatíveis aos harmônicos característicos dos conversores aos quais estão associados.

Como esses equipamentos possuem natureza capacitiva na frequência fundamental, também são utilizados para suprir parte da potência reativa necessária para a operação dos conversores.

- Filtros CC

Os filtros CC são circuitos RLC conectados nos terminais CC dos conversores e, assim como os filtros CA, possuem a finalidade de impedir que os harmônicos presentes nestes terminais causem interferência nos sistemas de telecomunicações próximos ao sistema de transmissão CCAT.

- Eletrodos

São cabos condutores de grande bitola subterrâneos que fornecem uma referência de terra para os conversores e permitem uma conexão de baixa impedância para a terra caso o elo CCAT esteja operando na configuração monopolar. Essa conexão permite minimizar densidades de corrente e gradientes de tensão superficial.

A operação do elo na configuração monopolar com retorno pela terra provoca injeções de corrente pelos eletrodos de aterramento que reduzem a vida útil dos mesmos. Assim

sendo, deve ser imposto um limite de tempo para o elo operar nessa condição, a fim de minimizar o desgaste dos eletrodos.

- Fonte de potência reativa

Os conversores são equipamentos que consomem muita potência reativa do sistema ao qual estão conectados. Sob condições de regime permanente, a potência reativa consumida é por volta de 50% da potência ativa transferida. Sob condições transitórias, esse consumo de potência reativa ainda pode ser bem maior, o que pode provocar dificuldades para o controle de tensão do sistema CA. Para contornar essa situação, novas fontes de potência reativa são então conectadas às barras CA dos conversores.

De forma geral, devido à natureza capacitiva dos filtros CA, estes se encarregam de fornecer parte da potência reativa demandada pelos conversores, conforme mencionado anteriormente. Há ainda outras fontes de potência reativa que podem ser instaladas nas subestações conversoras para complementar o fornecimento de potência reativa, tais como bancos de capacitores, compensadores síncronos ou SVC's (*Static Var Compensators*)

Para sistemas com baixo nível de curto-circuito, são adotados geralmente compensadores síncronos, já que, além de proverem potência reativa, elevam a potência de curto-circuito do sistema, tornando o processo de comutação das válvulas menos sensíveis às faltas no sistema CA.

- Disjuntores CA

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

## **II.4 Vantagens e Desvantagens da Transmissão CCAT**

A transmissão em corrente contínua possui inúmeras vantagens se comparada à corrente alternada. Muitas delas são de ordem técnica, como por exemplo a controlabilidade de potência e a possibilidade de conexão entre sistemas assíncronos. Porém, há também questões econômicas relevantes que vêm à tona quando está em pauta a transmissão de energia em longas distâncias. A seguir, são listadas as vantagens da transmissão CC [6].

- Maior capacidade de transmissão por condutor

Supondo que uma linha de transmissão CA e outra linha CC sejam construídas com os mesmos condutores e isoladores, e que suas correntes sejam limitadas apenas pela temperatura, tem-se então que o valor da corrente contínua ( $I_{cc}$ ) é igual ao valor eficaz da corrente alternada ( $I_{ca}$ ).

Adicionalmente, em ambos os casos, os isoladores suportam o mesmo valor de pico de tensão em relação à terra. Logo, a tensão CC é dada por:

$$V_{cc} = V_{m\acute{a}x} = \sqrt{2} V_{ca} \quad (2.1)$$

Em que:

$V_{cc}$ : Tensão fase-neutro do condutor CC

$V_{m\acute{a}x}$ : Tensão máxima suportada pelos isoladores

$V_{ca}$ : Tensão fase-neutro do condutor CA

Em corrente contínua, a potência por condutor é dada por:

$$P_{cc} = V_{cc} \cdot I_{cc} \quad (2.2)$$

Em que:

$P_{cc}$ : Potência por condutor CC

$I_{cc}$ : Corrente contínua do condutor CC

Já em corrente alternada, a potência ativa por condutor é dada por:

$$P_{ca} = V_{ca} \cdot I_{ca} \cdot \cos \phi \quad (2.3)$$

Em que:

$P_{ca}$ : Potência ativa por condutor CA

$I_{ca}$ : Corrente alternada do condutor CA

$\cos \phi$ : Fator de potência do condutor CA

Posto isso, a relação  $P_{cc}/P_{ca}$  fica da seguinte forma:

$$\frac{P_{cc}}{P_{ca}} = \frac{V_{cc} \cdot I_{cc}}{V_{ca} \cdot I_{ca} \cdot \cos \phi} = \frac{\sqrt{2} V_{ca} \cdot I_{ca}}{V_{ca} \cdot I_{ca} \cdot \cos \phi} = \frac{\sqrt{2}}{\cos \phi} \quad (2.4)$$

Adotando-se um fator de potência igual a 0,945 na Equação (2.4), tem-se que:

$$\frac{P_{cc}}{P_{ca}} = \frac{\sqrt{2}}{\cos \phi} = \frac{\sqrt{2}}{0,945} = 1,5 \quad (2.5)$$

Assim sendo, pode-se concluir que um condutor CC permite conduzir uma potência 50% maior que um condutor CA.

Na comparação entre uma linha CA trifásica, com 3 condutores, e uma linha CC bipolar, com 2 condutores, a capacidade de transmissão dos respectivos circuitos é dada por:

$$P_{ccbipolo} = 2 P_{cc} \quad (2.6)$$

$$P_{ca\text{trifásico}} = 3 P_{ca} \quad (2.7)$$

Assim, a relação  $P_{ccbipolo}/P_{ca\text{trifásico}}$  fica da seguinte forma:

$$\frac{P_{ccbipolo}}{P_{ca\text{trifásico}}} = \frac{2 P_{cc}}{3 P_{ca}} = \frac{2}{3} \cdot 1,5 = 1 \quad (2.8)$$

Ou seja, para a mesma bitola de cabo e para fins de transmitir a mesma potência, utilizam-se três condutores para linhas CA e apenas dois condutores para linhas CC.

- Menores perdas

Combinando as Equações (2.3) e (2.7) e considerando fator de potência unitário, tem-se que a potência numa linha CA trifásica é:

$$P_{ca\text{trifásico}} = 3 V_{ca} \cdot I_{ca} \quad (2.9)$$

Analogamente, combinando as Equações (2.2) e (2.6) e considerando fator de potência unitário, tem-se que a potência num elo CC bipolar é:

$$P_{ccbipolo} = 2 V_{cc} \cdot I_{cc} \quad (2.10)$$

Aplicando-se a Equação (2.1) na Equação (2.10):

$$P_{ccbipolo} = 2\sqrt{2} V_{ca} \cdot I_{cc} \quad (2.11)$$

Para que a transmissão de potência em um sistema CA trifásico seja a mesma de um sistema CC bipolar, iguala-se as Equações (2.9) e (2.11), resultando na seguinte relação entre as correntes CC e CA:

$$3 V_{ca} \cdot I_{ca} = 2\sqrt{2} V_{ca} \cdot I_{cc} \rightarrow I_{cc} = \frac{3}{2\sqrt{2}} \cdot I_{ca} = 1,06 I_{ca} \quad (2.12)$$

Então, calculando as perdas desses dois sistemas para uma mesma resistência de linha  $R_{LT}$ , tem-se que:

$$Perdas_{cc} = 2 I_{cc}^2 \cdot R_{LT} \quad (2.13)$$

$$Perdas_{ca} = 3 I_{ca}^2 \cdot R_{LT} \quad (2.14)$$

Assim, considerando a relação entre as correntes obtida na Equação (2.12), pode-se obter, após poucas manipulações algébricas, a seguinte relação entre  $Perdas_{ca}$  e  $Perdas_{cc}$ :

$$Perdas_{ca} = 1,33 Perdas_{cc} \quad (2.15)$$

Pode-se concluir, portanto, que as perdas em um sistema CA trifásico são 33% maiores se comparadas com as perdas em um sistema CC bipolar, para uma mesma potência transmitida.

- Menor nível de isolamento

Considerando agora que as perdas nos sistemas CC e CA são iguais, isto é, igualando as Equações (2.13) e (2.14), tem-se que:

$$2 I_{cc}^2 \cdot R_{LT} = 3 I_{ca}^2 \cdot R_{LT} \rightarrow I_{cc} = \sqrt{\frac{3}{2}} \cdot I_{ca} \quad (2.16)$$

Para que a transmissão de potência em um sistema CA trifásico seja a mesma de um sistema CC bipolar, iguala-se as Equações (2.9) e (2.10):

$$3 V_{ca} \cdot I_{ca} = 2 V_{cc} \cdot I_{cc} \quad (2.17)$$

Colocando a Equação (2.17) em termos das tensões máximas que os isoladores devem suportar, vem:

$$3 \frac{V_{ca_{máx}}}{\sqrt{2}} \cdot I_{ca} = 2 V_{cc_{máx}} \cdot I_{cc} \quad (2.18)$$

Substituindo a Equação (2.16) na Equação (2.18) e realizando algumas manipulações algébricas, obtém-se a seguinte relação entre  $V_{cc_{máx}}$  e  $V_{ca_{máx}}$ :

$$V_{cc_{máx}} = \frac{3}{2\sqrt{3}} \cdot V_{ca_{máx}} = 0,87 V_{ca_{máx}} \quad (2.19)$$

Conclui-se que, para perdas e potência transmitida iguais, a tensão máxima CC é menor que a tensão máxima CA. Ou seja, o nível de isolamento em CC é menor do que em CA.

- Linha mais simples construtivamente, reduzindo custos

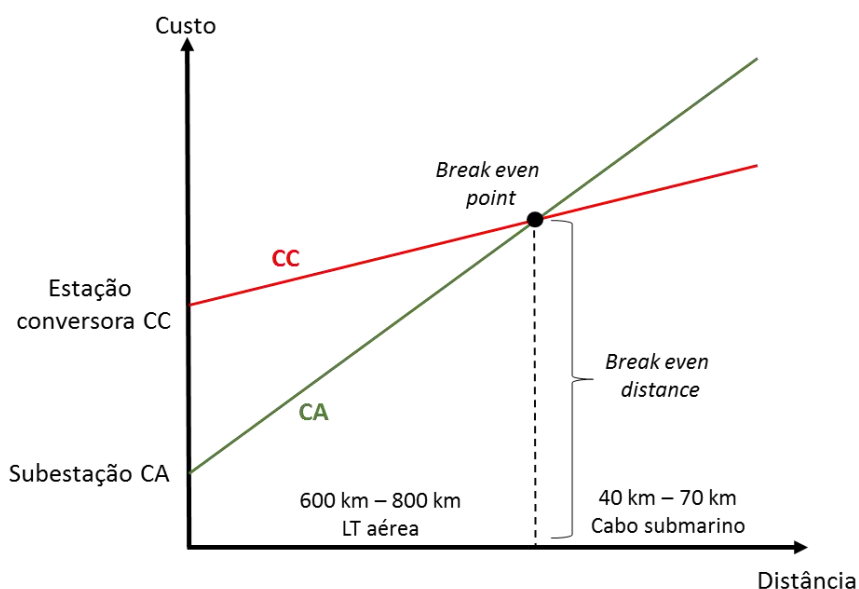
O custo de uma linha de transmissão é essencialmente o peso dos cabos utilizados, compostos de alumínio, aço e ligas. Sabe-se que uma linha CC com apenas dois condutores pode transmitir a mesma potência que uma linha CA com três condutores. Assim sendo, o projeto de um elo CC utilizando linha aérea requer uma menor faixa de passagem, as torres



de transmissão são mais simples e mais estreitas, reduzindo assim o custo dos condutores e isoladores.

Entretanto, para definir pela implantação de um elo CC deve-se considerar, além dos custos associados às linhas de transmissão, os custos das subestações conversoras, visto que as pontes conversoras são responsáveis por mais de 50% do investimento de um sistema de transmissão CC.

Assim sendo, a escolha de utilização de um sistema CC em detrimento a um sistema CA é economicamente vantajosa somente para linhas com comprimentos acima de determinados valores [6]. Essa comparação de custos *versus* distância de transmissão entre sistemas CC e CA é apresentada na Figura 5. Deve-se ressaltar que tal figura corresponde à representação dos custos para uma dada potência a ser transmitida e os valores das tensões também foram fixados para as duas tecnologias.



**Figura 5: Comparação dos custos de transmissão CC e CA em função da distância**

Pode-se notar no gráfico que nos pontos referentes à distância zero, os custos do sistema CC são bem superiores ao sistema CA, já que nesses pontos são considerados somente os custos da subestação e os equipamentos terminais da tecnologia CCAT são mais caros.

Por outro lado, devido à economia em estruturas, cabos e isoladores, tem-se que o custo da linha CC por unidade de distância é inferior. 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. Isso explica o fato da reta relacionada à transmissão CC apresentar um coeficiente angular menor que o da reta referente à transmissão CA.

À medida que o comprimento da linha aumenta, a diferença entre os custos da transmissão em CC e da transmissão em CA diminui. As retas se encontram em um ponto denominado *break even point* e a distância de transmissão correspondente a esse ponto é chamada *break even distance*. A partir dessa distância, a transmissão CC torna-se mais econômica que a transmissão CA. O valor de distância de *break even* varia entre 600 km e 800 km para linhas aéreas e entre 40 km e 70 km para cabos submarinos [6].

- Retorno pela terra pode ser utilizado, logo cada condutor pode operar de forma independente

Um elo CC bipolar é mais confiável que um sistema CA a três condutores, pois no caso da perda de um condutor, o remanescente pode operar com retorno pela terra. A operação de uma linha CA com retorno pela terra não é viável por causa da alta impedância de tal circuito e a interferência telefônica causada por essa operação.

- Permite a interligação de sistemas CA de diferentes frequências (assincronamente)

A alimentação em corrente contínua independe da frequência dos sistemas de potência. Portanto, a energia pode ser transmitida entre dois sistemas CA independentes, sem restrições.

Ademais, pelo fato dos sistemas CA conectados por uma linha CC não operarem em sincronismo, o problema de estabilidade não é observado em um sistema CC, diferentemente dos sistemas CA que apresentam limitações do ponto de vista de estabilidade eletromecânica para linhas de transmissão muito extensas.

- Nível reduzido de corrente de curto-circuito em linhas CC

A conexão entre sistemas CA por intermédio de uma linha CA aumenta a corrente de curto-circuito a níveis que, em alguns casos, excedem a capacidade de interrupção de disjuntores existentes, acarretando a necessidade de troca desses equipamentos.

O uso de um elo CC interligando dois sistemas CA pouco contribui para aumentar o nível de curto-circuito nessa rede. Isso porque, durante uma falta no sistema CA, a

alimentação a partir do conversor CCAT é rapidamente limitada a um valor que não é maior do que a corrente nominal.

Já na ocorrência de um curto-circuito na linha CC, a corrente de curto-circuito é limitada, por meio de um controle automático no ângulo de disparo, a duas vezes o valor da corrente nominal do elo CC. Deste modo, mesmo faltas na linha CC não acarretam excessivas correntes de curto-circuito.

Entretanto, a operação segura do elo CC requer um nível de curto-circuito no sistema CA elevado, conforme será abordado nos próximos capítulos desta dissertação. Às vezes, esse requisito leva à necessidade da instalação de compensadores síncronos ou conexões adicionais em CA que provocam aumento da corrente de curto-circuito.

- Rápido e eficiente controle da potência de interligação

Em sistemas de corrente contínua, o operador do sistema elétrico determina o fluxo de potência passante pelos elos. Isso é possível, pois, na maioria dos projetos CCAT, o principal controle é baseado em uma transferência de potência constante. Essa possibilidade é muitas vezes utilizada para melhorar o desempenho e a eficiência das redes CA. Tal propriedade do elo CCAT torna-se mais importante na medida em que as margens nas redes de transmissão tornam-se menores.

Há ainda outras vantagens inerentes a um sistema de transmissão CCAT, a saber:

- Não possui corrente capacitiva, portanto não produz efeito pelicular;
- Fator de potência sempre unitário. A linha não requer compensação reativa;
- Cabos podem operar com gradiente maior de tensão;
- Menores perdas por efeito corona e menos radio interferência, especialmente em condições climáticas adversas, para um mesmo diâmetro do condutor e tensão eficaz;
- Menor impacto ambiental, já que a faixa de servidão na linha CC é menor e não são necessárias subestações intermediárias;
- Contribui para melhorar a estabilidade de um ou dos dois sistemas CA, modulando a potência transmitida em resposta à oscilação do sistema.

Entretanto, a transmissão CC apresenta também algumas desvantagens em relação à transmissão em CA, as quais são listadas a seguir [7]:

- Alto custo das pontes conversoras;
- Pontes conversoras requerem compensação reativa;
- Pontes conversoras geram harmônicos, assim, requerem filtros;
- Pontes conversoras têm baixa capacidade de sobrecarga, normalmente 110% da corrente nominal.

# CAPÍTULO III

## SISTEMAS CCAT *MULTI-INFEED*

### III.1 Introdução

Os sistemas CCAT são tradicionalmente operados de forma isolada entre si. Entretanto, com o crescimento da demanda por transmissão de energia em longas distâncias, os órgãos de planejamento e operação de sistemas passaram a considerar a possibilidade de implantação de dois ou mais elos CC convergindo para regiões próximas umas das outras, ligados por redes eletricamente próximas. Essa configuração é denominada CCAT *multi-infeed* [8].

Nessa situação, pode ocorrer uma interação significativa entre os elos, sendo necessário analisar detalhadamente os efeitos que um sistema CC pode causar sobre o funcionamento do outro [9]. Na Seção III.3 serão apresentados os principais fenômenos de interação.

A interação entre os elos 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 [10].

A referência [11] aponta que a configuração *multi-infeed* já vem sendo aplicada nos sistemas elétricos de alguns países, tais como Canadá, China, Índia, Noruega e Dinamarca. No caso do Brasil, esse tema entrou em pauta recentemente, tendo em vista que os inversores dos bipolos que transmitem a energia gerada na UHE Itaipu, bem como os inversores dos bipolos que escoam a energia das usinas do Rio Madeira localizam-se próximos. Adicionalmente, os elos de CC que serão responsáveis por escoar a energia da UHE Belo Monte também chegarão na região Sudeste, configurando assim o *multi-infeed*. O caso brasileiro será mais detalhado na Seção VI.2.

## III.2 Índices de Avaliação *Multi-Infeed*

Para compreender o impacto do *multi-infeed* é necessário entender e quantificar algumas grandezas. Nesse sentido, existem índices bastante utilizados na literatura sobre sistemas CCAT e *multi-infeed* que facilitam o entendimento da questão. A seguir, são explicados alguns índices importantes, os quais serão aplicados ao longo deste trabalho [10].

### III.2.1 Potência de Curto-Circuito

A potência de curto-circuito ( $S_{cc}$  - *Short Circuit Capacity*) de uma barra do sistema CA representa o nível de robustez do ponto ao qual está conectado tal barramento. Esse índice é dado pela relação entre o quadrado da tensão na barra e a impedância equivalente do sistema, vista daquele ponto, conforme mostra a Equação (3.1).

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

Em que:

$S_{cc_i}$ : Potência de curto-circuito na barra  $i$  (MVA)

$V_i$ : Tensão pré-falta na barra  $i$  (kV)

$Z_{eq_i}$ : Impedância equivalente de Thévenin vista da barra  $i$ , sem considerar as compensações *shunts* necessárias para a operação das conversoras ( $\Omega$ )

Em muitos casos, a potência de curto-circuito é calculada em p.u. e a tensão pré-falta é usualmente considerada igual a 1 p.u., gerando assim a Equação (3.2). Entretanto, ao longo desse trabalho, essa grandeza será sempre empregada com a unidade MVA.

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

### III.2.2 Potência do Elo CC

Como sugere o nome, é o índice que representa a potência do elo CC em análise. É conhecido pela variável  $P_{dc}$  (*HVDC Power Level*) e dado em MW.

### III.2.3 Relação de Curto-Circuito

A relação de curto-circuito (*SCR - Short Circuit Ratio*) é um dos principais índices a serem analisados para uma operação segura e confiável de um elo CC, sendo geralmente calculado para as barras CA do sistema aos quais estão conectados os inversores dos elos CC. É dado pela relação entre a potência de curto-circuito da barra CA inversora e a potência do elo CC correspondente, conforme mostra a Equação (3.3).

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

Em que:

$SCR_i$ : Relação de curto-circuito na barra  $i$  (adimensional)

$P_{dc_i}$ : Potência ativa injetada na barra  $i$  proveniente do elo CC ao qual a mesma está conectada (MW)

A relação de curto-circuito fornece uma boa sensibilidade quanto à robustez do sistema CA frente ao montante de potência CC injetada pelo elo, e assim, uma boa sensibilidade quanto à variedade de problemas que se pode esperar na ocorrência de perturbações no sistema. Quanto maior a relação de curto-circuito, maior a garantia de 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 [10].

### III.2.4 Relação de Curto-Circuito Efetiva

A relação de curto-circuito efetiva (*ESCR – Effective Short Circuit Ratio*) é uma grandeza mais realista se comparada ao SCR, já que no cálculo desse índice contabilizam-se os efeitos dos filtros *shunts* instalados no lado CA. Isto é, a potência reativa gerada pelos filtros é descontada da potência de curto-circuito, conforme apresenta a Equação (3.4). Ressalta-se que na existência de capacitores em derivação instalados na barra CA dos inversores, a potência reativa gerada pelos mesmos também deve ser descontada.

$$ESCR_i = \frac{S_{cc_i} - Q_{filtros_i}}{P_{dc_i}} \quad (3.4)$$

Em que:

$ESCR_i$ : Relação de curto-circuito efetiva na barra  $i$  (adimensional)

$Q_{filtros_i}$ : Potência reativa injetada pelos filtros na barra  $i$  (Mvar)

Para indicar a capacidade de um sistema CA receber um montante de potência via elo CC, pode-se classificá-lo da seguinte forma [12]:

- Muito fraco:  $ESCR < 2$
- Fraco:  $2 < ESCR < 3$
- Forte:  $ESCR > 3$

### III.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 associadas aos inversores de um sistema *multi-infeed*. É dado pela relação entre a variação de tensão em uma barra CA causada pela variação de tensão em outra barra CA desse sistema, conforme mostra a Equação (3.5).

$$MIIF_{j,i} = \frac{\Delta V_j}{\Delta V_i} \quad (3.5)$$

Em que:

$MIIF_{j,i}$ : Fator de interação entre as barras  $j$  e  $i$  quando há uma perturbação na barra  $i$  (adimensional)

$\Delta V_j$ : Variação de tensão na barra  $j$  (geralmente calculado em p.u.)

$\Delta V_i$ : Variação de tensão na barra  $i$  (geralmente calculado em p.u.)

Para a obtenção do parâmetro  $MIIF_{j,i}$  por intermédio de simulação dinâmicas, aplica-se uma pequena perturbação numa barra  $i$  e mede-se a variação instantânea de tensão numa barra  $j$ . Usualmente, essa perturbação na barra  $i$  é feita por meio de um reator de valor tal que cause uma redução de 1% na tensão. Dessa forma, a redução de tensão medida na barra  $j$  é o próprio  $MIIF_{j,i}$ . A Figura 6 mostra um exemplo de como obter as grandezas para calcular tal índice via simulação dinâmica.



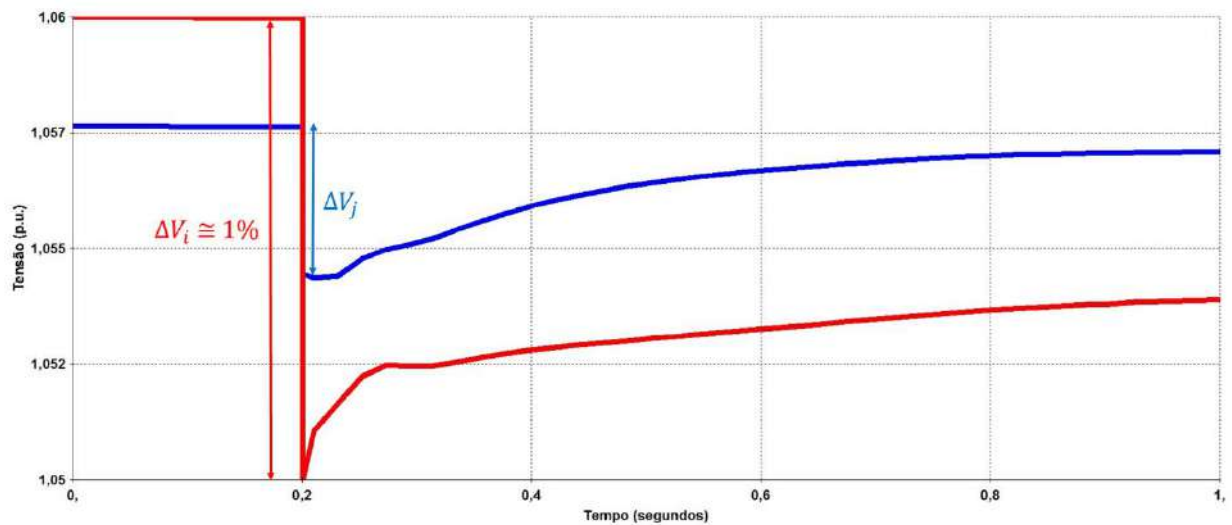


Figura 6: Obtenção do índice MIIF por meio de simulações dinâmicas

O índice  $MIIF_{j,i}$  representa, portanto, a sensibilidade da tensão da barra  $j$  para uma perturbação de 1% na tensão da barra  $i$ . Considerando que os fatores MIIF são sempre calculados para as barras CA das estações inversoras em uma mesma região, pode-se concluir que maiores índices expressam maior influência da tensão em uma barra inversora sobre a da outra e, conseqüentemente, a tendência de maior interação entre os respectivos elos CCAT.

O fator MIIF pode variar numa escala de 0 (zero) a 1 (um), em que MIIF igual a zero representa dois elos completamente desacoplados e MIIF igual a um representa dois elos conectados à mesma barra CA.

Há outras formas de calcular os fatores MIIF sem a necessidade de simulações. Uma delas consiste na utilização da matriz de impedância de barra  $Z_{barra}$ . Nesse caso, o índice MIIF é 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 [13]. Entretanto, ao longo deste trabalho, pela simplicidade de obtenção, todos os fatores MIIF serão medidos por meio de simulações dinâmicas.

Para análise da interação de elos CC em sistemas *multi-infeed*, é bastante comum a construção de uma matriz de fatores MIIF na qual é possível observar de forma direta o quanto um elo CC interage com outro. A Tabela 1 mostra um exemplo dessa matriz para um sistema genérico com quatro inversores eletricamente próximos.

Tabela 1: Exemplo de matriz MIIF para um sistema *multi-infeed* com quatro estações inversoras

$MIIF_{j,i} = \frac{\Delta V_j}{\Delta V_i}$		Barra $j$ (Variação de tensão)			
		Inversor 1	Inversor 2	Inversor 3	Inversor 4
Barra $i$ (Aplicação do degrau)	Inversor 1	1,000	A	B	C
	Inversor 2	D	1,000	E	F
	Inversor 3	G	H	1,000	I
	Inversor 4	J	L	M	1,000

No exemplo acima, pelo fato do sistema possuir quatro inversores, a matriz MIIF é de ordem quatro, com os elementos da diagonal principal iguais a um. As linhas da matriz relacionam as barras em que se aplica o degrau de tensão, por meio de chaveamento de reator, enquanto as colunas mostram as barras nas quais é medida a variação da tensão resultante.

No CAPÍTULO VI desta dissertação, ao analisar o sistema *multi-infeed* brasileiro, as matrizes MIIF serão frequentemente observadas.

### III.2.6 Relação de Curto-Circuito Interativa *Multi-Infeed*

A relação de curto-circuito interativa *multi-infeed* (*MISCR – Multi-Infeed Interactive Short Circuit Ratio*) representa a relação de curto-circuito de uma barra CA, considerando a influência dos elos de corrente contínua que têm suas estações inversoras eletricamente próximas a essa barra.

Para o cálculo do MISCR de uma determinada barra CA inversora, é utilizada a Equação (3.3) acrescentando-se no denominador a contribuição da potência injetada nos demais elos CC da configuração *multi-infeed*, conforme mostra a Equação (3.6). Assim sendo, certamente o valor do índice MISCR sempre será menor do que o índice SCR.

$$MISCR_i = \frac{S_{cc_i}}{P_{dc_i} + \sum_j (MIIF_{j,i} \cdot P_{dc_j})} \quad (3.6)$$

Em que:

$MISCR_i$ : Relação de curto-circuito interativa *multi-infeed* na barra  $i$  (adimensional)

$j$ : Barras inversoras da configuração *multi-infeed* excetuando a barra para o qual o índice está sendo calculado (barra  $i$ )

$Pdc_j$ : Potência ativa injetada nas barras  $j$  proveniente dos demais elos CC aos quais as mesmas estão conectadas (MW)

A referência [14] aborda outro índice, denominado relação de curto-circuito *multi-infeed* ( $MSCR$  – *Multi-Infeed Short Circuit Ratio*), que é calculado utilizando a matriz  $Z_{barra}$ . Por sua vez, [10] prova que há uma equivalência entre os índices  $MISCR$  e  $MSCR$ , sendo razoável considerá-los iguais.

### III.2.7 Relação de Curto-Circuito Efetiva Interativa *Multi-Infeed*

A relação de curto-circuito efetiva interativa *multi-infeed* ( $MIESCR$  – *Multi-Infeed Interactive Effective Short Circuit Ratio*) representa a relação de curto-circuito efetiva de uma barra CA, considerando a influência dos elos de corrente contínua que têm suas estações inversoras eletricamente próximas a essa barra.

Analogamente ao  $MISCR$ , para o cálculo do  $MIESCR$  de uma determinada barra CA inversora, é utilizada a Equação (3.4) acrescentando-se no denominador a contribuição da potência injetada nos demais elos CC da configuração *multi-infeed*, conforme mostra a Equação (3.7). Assim sendo, certamente o valor do índice  $MIESCR$  sempre será menor do que o índice  $ESCR$ .

$$MIESCR_i = \frac{Scc_i - Q_{filtros_i}}{Pdc_i + \sum_j (MIIF_{j,i} \cdot Pdc_j)} \quad (3.7)$$

Em que:

$MIESCR_i$  : Relação de curto-circuito efetiva interativa *multi-infeed* na barra  $i$  (adimensional)

A referência [14] aborda outro índice, denominado relação de curto-circuito efetiva *multi-infeed* ( $MESCR$  – *Multi-Infeed Effective Short Circuit Ratio*), que também é calculado utilizando a matriz  $Z_{barra}$ , desde que as compensações *shunts* necessárias à operação dos elos CC

estejam incluídas na mesma. Por sua vez, [10] prova que há uma equivalência entre os índices MIESCR e MESCR, sendo razoável considerá-los iguais.

### **III.3 Interação Entre os Elos CCAT**

Na seção anterior foram discutidos os principais índices a serem calculados numa abordagem acerca de sistemas CCAT com múltiplos elos de corrente contínua. Um estudo detalhado dos sistemas com tal característica é de suma importância, haja vista a possibilidade de interação entre os elos.

#### **III.3.1 Classificação dos Fenômenos de Interação**

Os fenômenos relacionados com a interação entre elos CCAT podem ocorrer em diversos âmbitos, os quais podem ser classificados da seguinte forma [15]:

- Regime permanente

Efeitos sobre o controle de tensão na rede CA determinados pela sua capacidade de escoamento da potência injetada pelos elos CC e a aplicação de índices de sensibilidade de tensão (MIIF, por exemplo) como recursos para avaliação.

O tema abordado na presente dissertação encontra-se embutido nessa classificação.

- Oscilações eletromecânicas (0 – 3 Hz)

Impacto dos elos CC sobre a estabilidade eletromecânica do sistema CA/CC durante distúrbios, considerando a interação dos sistemas de controle dos elos com os dos geradores e demais equipamentos da rede CA.

- Oscilações de controle ou pequenas perturbações (2 – 15 Hz)

Efeitos sobre a estabilidade de tensão e potência para pequenas perturbações do sistema CA/CC, por meio de modulação de tensão, potência ou frequência, no sentido de prover amortecimento ao sistema após distúrbios.

- Transitórios de alta frequência no sistema (acima de 15 Hz)

Interações iniciadas após distúrbios na forma de onda da tensão, como faltas à terra, ou por falha de comutação em algum conversor, incluindo ressonâncias harmônicas e falha de comutação induzida entre elos.

- Ressonância subsíncrona (10 – 60 Hz)

Coordenação de controle entre elos CCAT com o objetivo de assegurar o amortecimento dos modos torcionais.

### **III.3.2 Principais Fenômenos de Interação**

Há quatro fenômenos básicos de interação entre elos CCAT, a saber [11]:

- Sobretensões transitórias;
- Falhas de comutação;
- Interações harmônicas;
- Instabilidade de tensão e potência.

A seguir, são explicados resumidamente cada um desses fenômenos. Para cada um deles existem estudos a serem feitos e estratégias mitigadoras [10]. Cabe ressaltar que o fenômeno de instabilidade de tensão é o mote deste trabalho e será tratado com mais detalhes no CAPÍTULO IV.

- Sobretensões transitórias

Um requisito importante no projeto de um elo CC é a suportabilidade a sobretensões transitórias nos terminais CA das estações conversoras. Essas sobretensões nos terminais dos conversores podem ocorrer devido a distúrbios na rede CA ou no sistema CC. A situação mais crítica é o bloqueio do elo, já que nesse caso toda a compensação reativa necessária para a operação do elo (aproximadamente metade da potência ativa nominal do elo) é injetada no sistema CA, causando sobretensões.

A situação pode ser ainda mais grave em sistemas *multi-infeed*, caso ocorra o bloqueio simultâneo de todos os elos CCAT, o que provocará o aumento da tensão em todas as barras CA das estações inversoras. Essa sobretensão em uma determinada barra CA é causada não

só pela compensação reativa do seu próprio elo, como também pelas compensações reativas dos elos eletricamente próximos.

- Falhas de comutação

As falhas de comutação se caracterizam pela repentina redução da área reservada à extinção da corrente na válvula e conseqüente insucesso na comutação da corrente para uma outra válvula em ramo diferente, de forma a continuar o processo de conversão CA/CC.

Normalmente, essas falhas ocorrem durante uma queda repentina na tensão CA na estação inversora. De forma geral, uma redução a 90% da tensão pré-falta em uma das fases já pode causar a falha de comutação na estação inversora. Quanto maior for a queda na tensão CA, maior será a duração dessas falhas, até que o controle faça o sistema voltar a operar normalmente. A segurança e a confiabilidade na recuperação até a plena potência do elo dependem fortemente da robustez do sistema CA da estação inversora (ESCR).

No contexto *multi-infeed*, uma simples falta na barra CA da estação inversora de um elo pode induzir falhas de comutação em outros elos CCAT próximos, causando um bloqueio temporário dos mesmos. Essa situação é bem crítica, tendo em vista que a interrupção de um grande bloco de potência CC pode ocasionar um blecaute no sistema.

- Interações harmônicas

Os conversores comutados pela linha (LCC) são grandes fontes de harmônicos em um sistema CCAT, gerando harmônicos tanto do lado CA quanto do lado CC. Os harmônicos trazem efeitos indesejados, pois reduzem a eficiência na geração e transmissão de potência. Além disso, 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 contornar tal situação, é necessária a instalação de filtros conforme foi citado na Seção II.3

Os efeitos dos harmônicos não ficam concentrados somente nos conversores, podendo se propagar por maiores distâncias. Assim sendo, é razoável admitir que estações inversoras muito próximas eletricamente tenham mais chance de interagir harmonicamente. A referência [11] relata que estações inversoras que têm o MIIF abaixo de 0,1 não têm nenhuma possibilidade de interagir harmonicamente.

- Instabilidade de tensão e potência

Assim como em sistemas puramente CA, a instabilidade de tensão e/ou potência na barra da estação inversora é uma preocupação. Ações de controle associadas a sistemas CCAT muitas vezes pioram a situação, sobretudo na configuração *multi-infeed*, embora não seja esperado que os controles convencionais dos elos interajam adversamente entre si.

A mitigação da situação de instabilidade é geralmente contornada garantindo um nível de curto-circuito adequado em relação à potência que passa pelo elo CC, além de modificação das características de controle. Algumas dessas estratégias serão amplamente abordadas no CAPÍTULO IV.

Em um sistema operando com apenas um elo CCAT, pode-se calcular um ESCR crítico, denominado CESCO (*Critical Effective Short Circuit Ratio*), que representa a fronteira entre as regiões de operação estável e instável. Se o ESCR calculado na barra CA da estação inversora ficar abaixo do valor de CESCO, ocorrerá um colapso de tensão. Um bom planejamento tem como objetivo evitar valores abaixo do CESCO, contudo múltiplos eventos podem fazer com que certos valores de ESCR fiquem abaixo do crítico.

# CAPÍTULO IV

## ESTABILIDADE DE TENSÃO EM SISTEMAS CCAT *MULTI-INFEED*

### IV.1 Introdução

Foi visto no capítulo anterior que um sistema com múltiplos elos de corrente contínua transmitindo energia para regiões eletricamente próximas entre si pode provocar interação entre os elos. Um dos fenômenos de interação possível de acontecer é a instabilidade de tensão na rede CA conectada às estações inversoras.

Sistemas fracos, ou seja, sistemas com baixa potência de curto-circuito e, conseqüentemente, com baixo ESCR, são mais suscetíveis à ocorrência da instabilidade de tensão. A fim de contornar esse problema e garantir o desempenho apropriado do sistema, muitas vezes são concebidas soluções estruturais na rede receptora, como, por exemplo, a instalação de compensadores síncronos que elevam a potência de curto-circuito.

São encontradas na literatura duas abordagens teóricas a respeito do problema de instabilidade de tensão em sistemas CCAT [16]. A primeira delas, introduzida em [17], trata da máxima potência que pode ser alcançada pelo inversor, quando o mesmo opera com controle de extinção constante, à medida que se eleva a corrente injetada no elo. Já a segunda abordagem, apresentada em [18], aponta a relação existente entre a variação de tensão e a injeção de potência reativa numa barra CA, que é utilizada como um indicador de estabilidade de tensão.

As duas abordagens supracitadas são importantes para compreender os conceitos acerca da estabilidade de tensão e serão explicadas resumidamente na Seção IV.3. Entretanto, o foco deste trabalho consiste em analisar a estabilidade de tensão em sistemas CCAT *multi-infeed* por meio da técnica de decomposição de autovalores, conhecida como análise modal [19]. Tal análise, que será apresentada em detalhes na Seção IV.4, tem a capacidade de revelar a proximidade do sistema à instabilidade de tensão, além de identificar o ponto ótimo para implementação de medidas corretivas.



## IV.2 O Problema da Instabilidade de Tensão

O objetivo desta seção é contextualizar sucintamente o problema de instabilidade de tensão em sistemas elétricos de potência como um todo. As particularidades da instabilidade de tensão causada por elos CCAT serão discutidas nas próximas seções deste capítulo.

A instabilidade de tensão é um problema muito complexo, que está ligado à incapacidade de um sistema de potência manter as tensões de regime permanente em níveis aceitáveis de operação após variações na carga ou no ponto de operação. Quando um sistema se mostra instável, as variações no ponto de operação provocam sucessivas e incontroláveis quedas de tensão, que podem levar o sistema ao colapso provocando blecautes parciais ou totais.

A análise de um problema de instabilidade de tensão ou colapso de tensão tem se baseado tanto em métodos estáticos (fluxo de potência) quanto em abordagens dinâmicas, que levam em conta a resposta no tempo dos diversos componentes e dispositivos envolvidos. Entretanto, como a dinâmica do sistema que influencia a estabilidade da tensão é geralmente lenta, muitos aspectos do problema podem ser efetivamente analisados usando métodos estáticos, que examinam a viabilidade do ponto de equilíbrio representado por uma condição de operação especificada do sistema [2].

As técnicas de análise estática permitem a avaliação de uma ampla gama de condições do sistema e, se usadas adequadamente, podem fornecer uma boa visão da natureza do problema e identificar os principais fatores que contribuem para o mesmo. Tais motivos justificam a utilização desse tipo de análise ao longo da dissertação.

Os fenômenos de instabilidade de tensão são quase sempre aperiódicos, diferentemente dos fenômenos de instabilidade angular. São mostrados a seguir alguns fatores que afetam a estabilidade de tensão em sistemas CA [20].

- Variação automática de taps de transformadores;
- Operação de limitadores de sobre-excitação de geradores;
- Ação de dispositivos de controle de cargas térmicas;
- Comportamento das cargas com a variação da tensão (carga ZIP).

Há diversas formas de análise estática de estabilidade de tensão, porém a mais utilizada é o método das curvas P-V, que relaciona a potência ativa transferida e a tensão de uma barra de carga. A Figura 7 apresenta um sistema composto por duas barras CA ligadas por uma

impedância, em que a carga da barra receptora é representada por uma impedância constante.

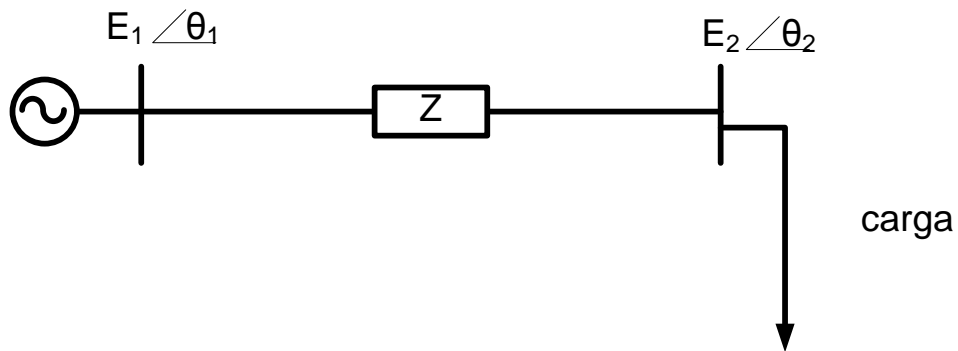


Figura 7: Sistema de duas barras CA para análise da curva P-V

Aumentando-se gradativamente a demanda por potência ativa da carga e mantendo-se constante o fator de potência, obtém-se a característica P-V da barra receptora também conhecida como “curva do nariz”, conforme mostra a Figura 8. Para cada valor de potência ativa demandada, são computados os valores de tensão nessa barra.

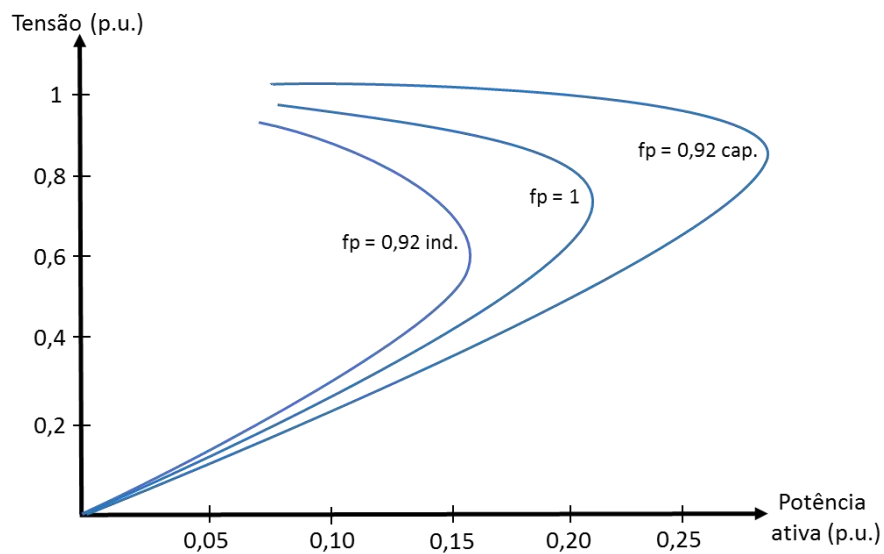


Figura 8: Curva P-V da barra receptora em um sistema de duas barras

Por meio da análise da curva P-V pode-se evidenciar algumas características importantes, tais como:

1. O ponto de máxima transferência de potência ocorre quando a impedância da carga e a impedância de Thévenin, mostrada na Figura 7, apresentam módulos iguais. Esse fato é conhecido como “casamento” de impedâncias.

2. Para todos os pontos, exceto no ponto de máxima transferência, existem duas soluções de tensão para uma mesma potência transferida. Os pontos na região superior da curva apresentam valores de correntes menores que os valores dos pontos da região inferior. A operação permanente na região inferior da curva é em geral inaceitável.
3. Quanto mais próximo do limite de carregamento, maior é a variação da tensão para uma mesma variação na carga.
4. Com fatores de potência capacitivos, a tensão na barra de carga apresenta valores dentro de faixas aceitáveis para operação do sistema mesmo próximo ao ponto de máximo carregamento. Isso significa que avaliar apenas o perfil de tensão não é suficiente para se determinar a proximidade do ponto crítico.

A estabilidade de tensão pode ser classificada quanto ao tempo decorrente desde o início do fenômeno até o ponto no qual o sistema se torna instável, conforme mostrado a seguir.

- Instabilidade de muito longo prazo  
Causada pelo crescimento lento e sucessivo da carga ou da transferência de potência. Leva vários minutos para ocorrer.
- Instabilidade de longo prazo  
Causada por importação de potência elevada ou por grandes distúrbios. A variação automática de taps de transformadores e a operação de limitadores de sobre-excitação de geradores são alguns dos fatores que contribuem para esse tipo de instabilidade. Leva poucos minutos para ocorrer.
- Instabilidade de curto prazo ou transitória  
Causada pela ação de dispositivos de ação rápida com comportamento desfavorável, como motores de indução e elos CCAT. Ocorre em poucos segundos.

### **IV.3 Instabilidade de Tensão Causada por Elos CCAT**

Conforme relatado anteriormente, um dos problemas que podem surgir com elos CCAT conectados a sistemas CA com baixo ESCR é a instabilidade de tensão. Em sistemas considerados fracos, tanto a tensão CA quanto a CC se tornam muito sensíveis às variações de carga. Nesse sentido, um aumento na corrente CC provoca queda na tensão CA, e não se consegue o aumento desejado da potência transmitida.

Adicionalmente, a resposta do controle do elo CC pode ainda contribuir para um colapso do sistema CA, devido à ocorrência da seguinte sequência de fatos: o controle de potência do elo aumenta a corrente CC para tentar restabelecer a potência transmitida; o ângulo de extinção do inversor pode ser aumentado para manter a margem de comutação de tensão do seu lado; os inversores tendem a consumir mais potência reativa, porém os capacitores produzem menos potência reativa, já que operam com tensões menores; a tensão do lado CA diminui, piorando a situação.

A seguir são apresentados dois conceitos importantes para a compreensão do problema de instabilidade de tensão provocado por elos CCAT.

### IV.3.1 Curva de Máxima Potência

O primeiro conceito trata da máxima potência que pode ser alcançada pelo inversor, quando o mesmo opera com controle de ângulo de extinção constante, à medida que se eleva a corrente injetada no elo. É construído então um gráfico que relaciona essas duas grandezas ( $P_{CC}$  e  $I_{CC}$ ), conhecido como Curva de Máxima Potência, ou pela sigla em inglês MPC (*Maximum Power Curve*), conforme mostra a Figura 9 [21].

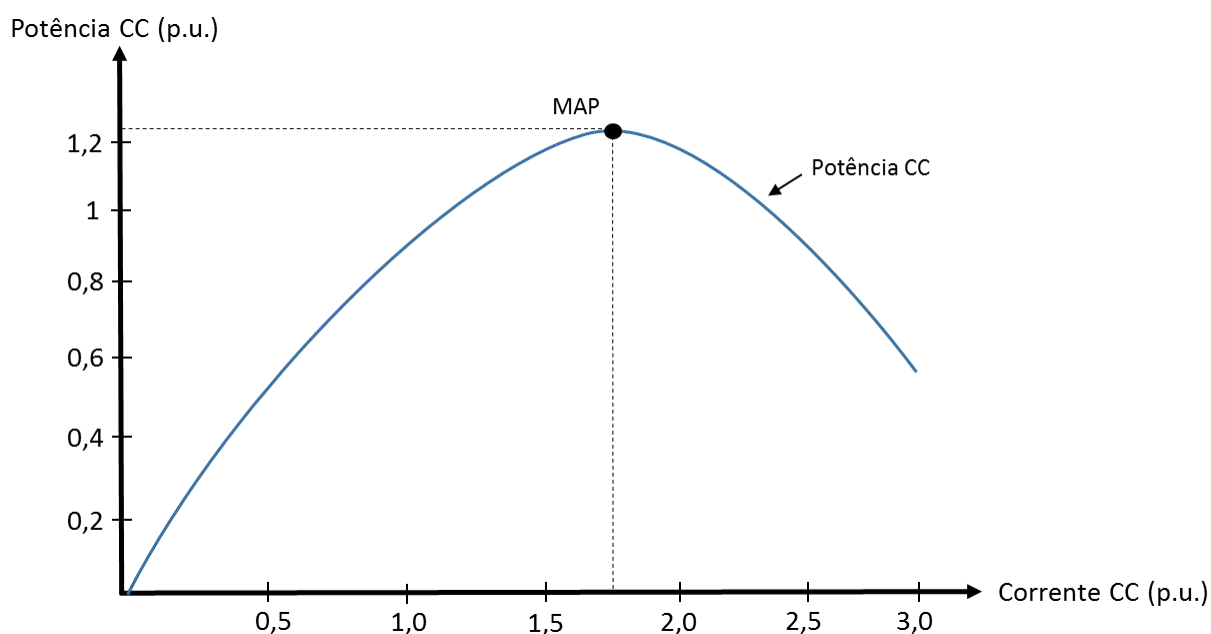


Figura 9: Curva de Máxima Potência (MPC)

O gráfico de MPC é análogo à curva P-V, apresentada na Seção IV.2, utilizada na teoria de estabilidade de tensão em sistemas puramente CA. Para um dado valor de ESCR, a curva

MPC descreve a relação entre a corrente CC e a potência CC para o ponto de operação especificado e parâmetros da estação conversora.

O pico da curva MPC é definido como MAP (*Maximum Available Power*), isto é, o ponto no qual a derivada  $dP_{cc}/dI_{cc}$  é igual a zero. A corrente correspondente a esse ponto é nomeada  $I_{MAP}$ . Se a corrente CC exceder  $I_{MAP}$ , a inclinação da curva torna-se negativa, o que implica que o aumento no consumo de potência reativa reduz a tensão do barramento CA do conversor, o suficiente para diminuir a potência ativa do inversor. Nesse caso, o conversor estaria operando em uma região instável.

O valor alcançado de MAP pode ser interpretado como o limite de estabilidade de tensão (ou de potência) para uma determinada condição de operação. Tal grandeza depende da impedância do sistema CA, ou seja, pode ser calculada para diferentes valores de ESCR. Sob condições nominais, se o ponto de operação inicial já corresponde ao valor máximo de MPC (MAP), o ESCR associado a esse ponto é o crítico (CESCR).

### IV.3.2 Fator de Estabilidade de Tensão

Outro conceito que ajuda a quantificar a fragilidade de um sistema CCAT é o Fator de Estabilidade de Tensão, ou VSF em inglês (*Voltage Stability Factor*). Esse fator é definido como a variação de tensão sofrida na barra CA do conversor frente uma variação de potência reativa, dado um valor fixo de potência ativa, conforme mostra a Equação (4.1).

$$VSF = \left. \frac{dV}{dQ} \right|_{P_{cc}} \quad (4.1)$$

Em que:

$VSF$ : Fator de estabilidade de tensão na barra CA do conversor (adimensional)

$V$ : Tensão na barra CA do conversor (p.u.)

$Q$ : Potência reativa na barra CA do conversor (p.u.)

$P_{cc}$ : Potência transmitida no elo CC (p.u.)

Essa grandeza pode ser usada para encontrar o valor de máxima transferência de potência no elo, considerando fixo o valor da tensão CA. Ele também pode ser usado para estimar o comportamento dinâmico do sistema frente uma pequena perturbação [22].

Se o sistema estiver operando em uma região estável de tensão, o valor de VSF será positivo. Quanto maior o valor de VSF, maior será a variação da tensão na barra frente uma perturbação. Contudo, se o valor de VSF for negativo, significa que o sistema está em ponto instável, enfrentando um problema de colapso.

A Figura 10 mostra o VSF de um sistema qualquer como função da potência transmitida no elo CC para um polo inversor operando com controle de ângulo de extinção constante [23]. É possível perceber que, no valor limite de transferência de potência ( $P_{cc} = 1 \text{ p.u.}$ ), existe uma descontinuidade e o valor de VSF tende a infinito.

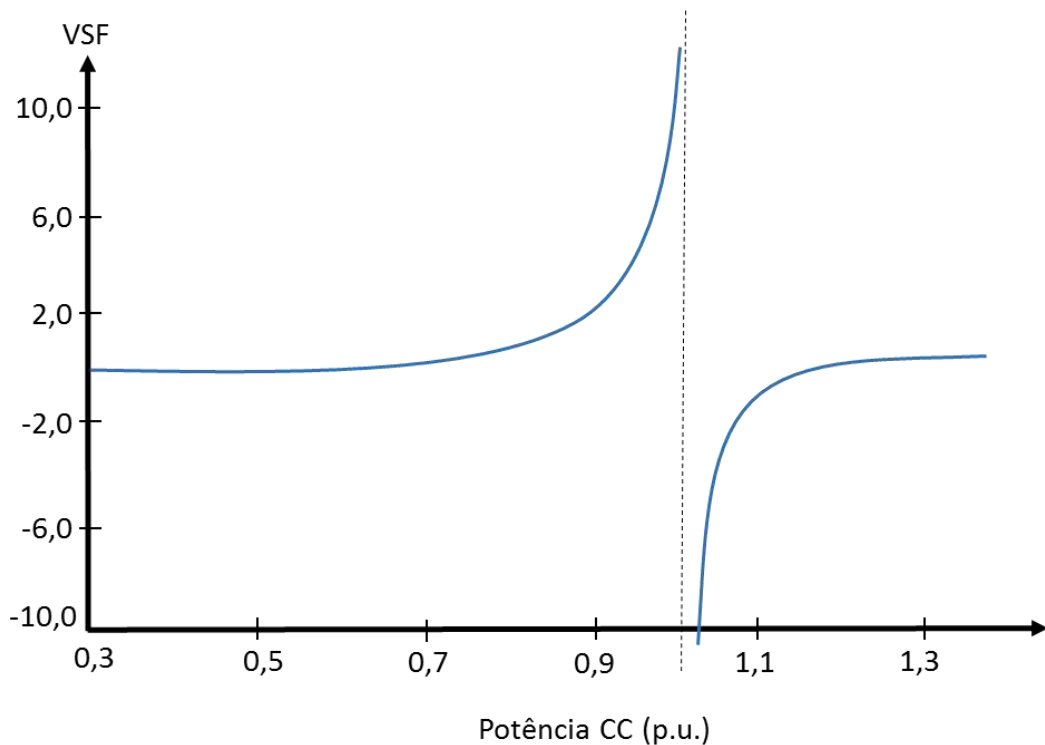


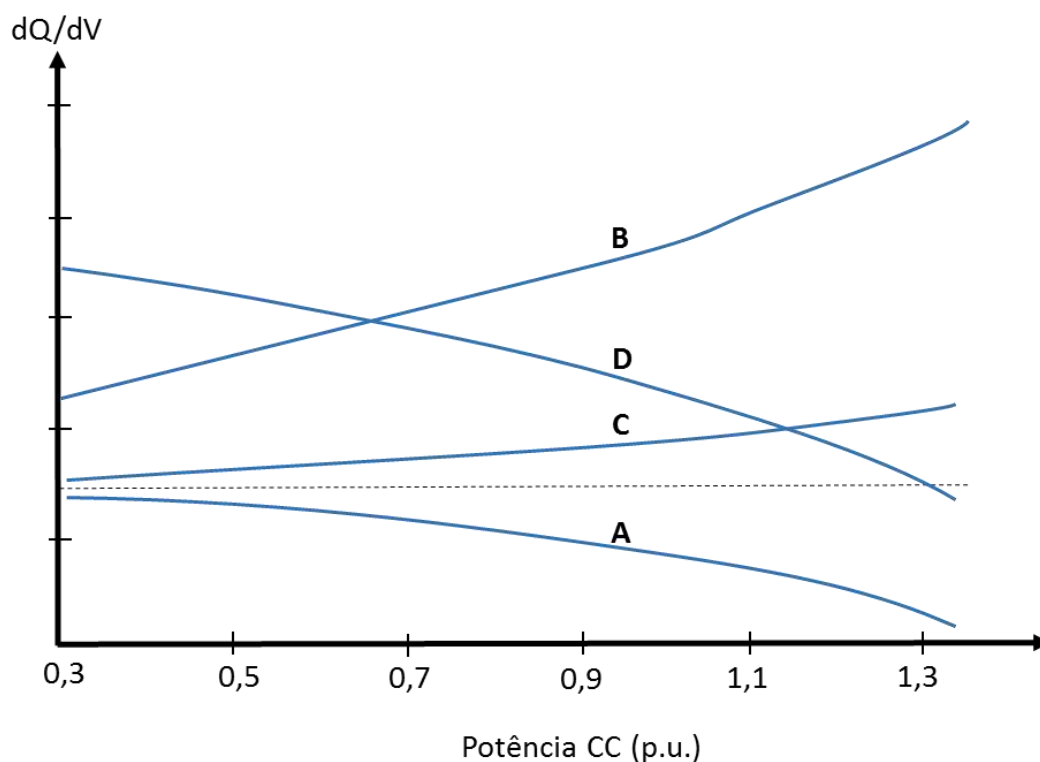
Figura 10: Variação de VSF em função da potência injetada no elo CC

Para interpretar melhor esse fato, é útil decompor a expressão de VSF da seguinte maneira apresentada na Equação (4.2).

$$VSF = \frac{dV}{dQ} \Big|_{P_{cc}} = \frac{1}{\frac{dQ}{dV}} \Big|_{P_{cc}} = \frac{1}{\left( \frac{dQ_C}{dV} + \frac{dQ_F}{dV} + \frac{dQ_E}{dV} + \frac{dQ_S}{dV} + \dots \right)} \Big|_{P_{cc}} \quad (4.2)$$

Em que cada termo  $dQ_i/dV$  significa a variação de potência reativa frente uma variação de tensão em cada componente do sistema (conversores, filtros, equivalente CA do sistema, compensação *shunt* etc.) na barra CA do conversor, para uma dada potência  $P_{cc}$ .

Na Figura 11 é possível ver as variações  $dQ/dV$  para diversas situações [23]. A curva 'A' mostra essa variação para um polo inversor, considerando seu controle com ângulo de extinção constante e controle de potência constante no lado retificador. Já a curva 'D' mostra o comportamento do sistema CA, incluindo filtros e compensação *shunt*.



**Figura 11: Característica  $dQ/dV$  para diferentes situações**

É possível ver, pela curva 'A', que a relação  $dQ/dV$  é sempre negativa para o inversor. Isso quer dizer que, após certo ponto (limite de transferência do elo), mesmo utilizando os recursos de compensação da rede (curva 'D'), o fator  $dQ/dV$  total (sistema + inversor) será negativo, causando o colapso. Esse ponto é o mesmo em que acontece a descontinuidade no gráfico da Figura 10.

Uma solução para tal problema é operar o inversor de uma maneira diferente, fazendo com que sua característica  $dQ/dV$  se torne positiva. Uma alternativa é realizar o controle do inversor com tensão CC constante, mantendo o retificador ainda com controle de potência. Essa característica do polo inversor é representada pela curva 'B' da Figura 11. Para a citada configuração, certamente a curva de VSF em função da potência transmitida no elo é sempre positiva e sem descontinuidades.

Outra solução viável é operar o retificador com controle de corrente constante, ao invés de potência constante. Assim, mesmo com controle de ângulo de extinção constante, o inversor apresentará uma relação  $dQ/dV$  positiva (curva 'C' da Figura 11).

As explanações supracitadas são importantes para entender o comportamento do sistema CCAT, sob o aspecto de estabilidade de tensão, para diferentes modos de controle dos retificadores e inversores. Contudo, cabe ressaltar que todas as simulações presentes nos próximos capítulos deste trabalho consideram o retificador operando com controle de potência constante e o inversor operando com controle de ângulo de extinção constante. Simulações considerando outras configurações de controle dos conversores podem ser alvo de futuros trabalhos.

Por fim, a referência [24] abordou a relação existente entre o fator de estabilidade de tensão e a curva de máxima potência. É mostrado que no ponto máximo da curva MPC, ou seja, no ponto MAP, a grandeza VSF se torna infinita.

## IV.4 Análise Modal para Estabilidade de Tensão

Os aspectos abordados na seção anterior são relevantes para compreender o fenômeno da instabilidade de tensão provocado por elos de corrente contínua que se conectam a sistemas fracos. Entretanto, o foco deste trabalho consiste em estudar a estabilidade de tensão estática em sistemas CCAT *multi-infeed* por meio da análise modal estática. Isso significa que a avaliação da estabilidade de tensão do sistema é feita por intermédio da decomposição de autovalores da matriz Jacobiana<sup>2</sup> do fluxo de potência [12].

Em sua forma básica, o método avalia os autovalores da matriz Jacobiana, reduzidos a uma dimensão apropriada, no ponto de operação do sistema em que se deseja fazer a análise. O menor autovalor e seus autovetores associados, conhecidos como modo crítico, determinam a proximidade de um sistema e a contribuição de elementos do sistema, respectivamente, à instabilidade de tensão.

---

<sup>2</sup> A matriz Jacobiana do sistema é uma matriz utilizada na solução do problema de fluxo de potência pelo método de Newton-Raphson. Ela relaciona as injeções de potência ativa e reativa das barras do sistema com o módulo e ângulo das tensões nesses barramentos. A construção de tal matriz é mostrada detalhadamente em [37].



Outra informação importante que se pode extrair da análise modal são os fatores de participação. Esses fatores, que são obtidos a partir dos autovetores, podem identificar o local crítico do sistema para implementar as medidas corretivas mais eficazes [25].

A capacidade do método modal de revelar a proximidade da instabilidade de tensão e a identificação do ponto crítico o torna uma ferramenta apta de planejamento e operação do sistema para apontar soluções práticas eficazes para superar o problema. Em virtude disso, essa técnica tem sido abordada em alguns trabalhos. Nas aplicações de [26] e [27], por exemplo, os fatores de participação foram usados juntamente com os modos críticos para encontrar a localização mais efetiva para a instalação de um compensador estático de reativos, ou SVC (*Static Var Compensator*), a fim de aumentar a margem de estabilidade de tensão do sistema.

A utilização de modos críticos e fatores de participação, de forma complementar, em alguns outros trabalhos presentes na literatura mostram a grande utilidade e versatilidade da abordagem modal para a análise de estabilidade de tensão. Isso impulsionou a aplicação dessa técnica em sistemas CCAT com configuração *multi-infeed*, inicialmente para investigação da estabilidade eletromecânica [9]. Já para estudos de estabilidade de tensão, foi apresentado em [16] um método geral e sistemático baseado na análise modal, que incorpora o uso de medidas de integridade do sistema pertinentes às interconexões CA/CC, como a relação de curto-circuito efetiva (ESCR).

Adicionalmente, foi mostrado também em [16] como determinados parâmetros do sistema, como o índice ESCR, a impedância de acoplamento entre os conversores CA/CC constituintes da configuração *multi-infeed* e a relação entre as potências injetadas nos elos CCAT *multi-infeed*, podem afetar os autovalores do sistema, e, conseqüentemente, a estabilidade de tensão do sistema.

A influência de alguns dos parâmetros supracitados na estabilidade de tensão do sistema, bem como a avaliação conjunta do método modal, por meio da obtenção dos modos críticos e dos fatores de participação, com o cálculo de índices *multi-infeed* serão objetos de análise nos capítulos seguintes desta dissertação, nos quais são apresentados os resultados das simulações.

Assim sendo, é importante o entendimento prévio dos dois conceitos que permeiam o método da análise modal para estabilidade de tensão, o modo crítico e os fatores de participação, os quais são detalhados a seguir.

#### IV.4.1 Modo Crítico

As equações de regime permanente que relacionam potência (ativa e reativa) e tensão (módulo e ângulo) para a análise de um sistema CCAT *multi-infeed* são dadas pelas mesmas equações da solução de fluxo de potência, eliminando-se os barramentos sem interesse e incorporando-se dispositivos como cargas e conversores CA/CC nos termos da matriz Jacobiana [25]. Geralmente, para a análise da estabilidade de tensão em sistemas *multi-infeed*, consideram-se de interesse somente os barramentos de comutação CA dos conversores, conforme mostra a Equação (4.3).

$$\begin{bmatrix} \Delta P_t \\ \Delta Q_t \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_{P\theta} & J_{PV} \\ J_{Q\theta} & J_{QV} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \frac{\Delta V}{V} \end{bmatrix} \quad (4.3)$$

Em que:

$\Delta P_t$ : Potência ativa incremental da barra CA do conversor  $t$ , sendo  $t=1,2,\dots,N$

$\Delta Q_t$ : Potência reativa incremental da barra CA do conversor  $t$ , sendo  $t=1,2,\dots,N$

$\Delta\theta$ : Ângulo da tensão incremental da barra CA do conversor  $t$ , sendo  $t=1,2,\dots,N$

$\frac{\Delta V}{V}$ : Módulo da tensão incremental da barra CA do conversor  $t$ , sendo  $t=1,2,\dots,N$

$t$ : Conversores constituintes do sistema CCAT *multi-infeed*

$N$ : Número total de conversores CA/CC

$J_{P\theta}$ : Derivada parcial da potência ativa em relação ao ângulo da tensão nos barramentos

$J_{PV}$ : Derivada parcial da potência ativa em relação ao módulo da tensão nos barramentos

$J_{Q\theta}$ : Derivada parcial da potência reativa em relação ao ângulo da tensão nos barramentos

$J_{QV}$ : Derivada parcial da potência reativa em relação ao módulo da tensão nos barramentos

A estabilidade de tensão do sistema é afetada pela potência ativa e reativa, mas quando somente a relação entre a potência reativa e o módulo da tensão de barramento é desejada, para pequenos sinais,  $\Delta P_t$  pode ser assumido como zero. Substituindo isso na Equação (4.3) e após algumas manipulações matriciais, tem-se que:

$$\Delta Q_t = J_R \cdot \frac{\Delta V}{V} \rightarrow \frac{\Delta V}{V} = J_R^{-1} \cdot \Delta Q_t \quad (4.4)$$

Em que:

$J_R$ : Matriz Jacobiana-Reduzida, dado pela Equação (4.5)

$$J_R = [J_{QV} - J_{Q\theta} \cdot J_{P\theta}^{-1} \cdot J_{PV}] \quad (4.5)$$

A Equação (4.4) mostra uma forte relação entre a injeção de potência reativa e o módulo da tensão. Pode ser facilmente percebido que essa equação representa uma generalização do fator VSF, apresentado na Seção IV.3.2. Portanto, a variável  $J_R^{-1}$  é um equivalente multidimensional de VSF.

Fazendo-se agora a decomposição de  $J_R$  em seus autovalores, tem-se que:

$$J_R = \zeta \cdot \Lambda \cdot \eta \quad (4.6)$$

Em que:

$\zeta$ : Matriz com as colunas iguais aos autovetores à direita da matriz Jacobiana-Reduzida

$\eta$ : Matriz com as linhas iguais aos autovetores à esquerda da matriz Jacobiana-Reduzida

$\Lambda$ : Matriz diagonal com os autovalores da matriz Jacobiana-Reduzida

Se a decomposição modal de  $J_R$  mostrada na Equação (4.6) for aplicada na Equação (4.4), essa pode ser reescrita da seguinte forma:

$$\Delta Q_i = \lambda_i \cdot \frac{\Delta V_i}{V_i} \quad (4.7)$$

Em que:

$\Delta Q_i$ : Potência reativa incremental do  $i$ -ésimo modo, sendo  $i=1,2,\dots,N$

$\Delta Q_i$ : Módulo da tensão incremental do  $i$ -ésimo modo, sendo  $i=1,2,\dots,N$

$\lambda_i$ : Autovalor da matriz Jacobiana-Reduzida do  $i$ -ésimo modo, sendo  $i=1,2,\dots,N$

$i$ : Modos extraídos da decomposição modal da matriz Jacobiana-Reduzida

O critério de estabilidade de tensão estática aponta que o sistema é estável se todos os autovalores de  $J_R$  são positivos [19]. Pode ser visto pela Equação (4.7) que se o autovalor é positivo, a variação incremental no módulo da tensão está “em fase” com a variação incremental na potência reativa, isto é, o módulo da tensão no barramento aumenta quando há um incremento positivo de potência reativa e vice-versa. Isso corresponde fisicamente a situações estáveis.

No entanto, quando o autovalor é negativo, a variação incremental no módulo da tensão está em anti fase com a variação incremental na potência reativa, reduzindo assim a tensão no barramento quando é aplicado um incremento positivo de potência reativa, o que corresponde a situações instáveis. Na fronteira entre o ponto de operação estável e instável, o autovalor torna-se zero, o que significa fisicamente que qualquer variação infinitesimal na potência reativa causa uma variação infinita na tensão modal, provocando uma instabilidade de tensão no barramento.

Um conceito importante diz respeito ao autovalor mínimo da análise modal, quer seja próximo ou igual ao zero, ou negativo. Esse menor autovalor é chamado de modo crítico, e indica o quão perto da instabilidade de tensão está o ponto de operação do sistema.

#### IV.4.2 Fatores de Participação

No método de análise modal, cada barra do sistema possui uma participação sobre um determinado modo. Barramentos que apresentam grande influência no cálculo de um autovalor têm altos fatores de participação. Tais fatores são definidos segundo a Equação (4.8).

$$P_{ki} = \zeta_{ki} \cdot \eta_{ik} \quad (4.8)$$

Em que:

$P_{ki}$ : Fator de participação da barra  $k$  na variação de tensão do  $i$ -ésimo modo

$\zeta_{ki}$ :  $K$ -ésimo elemento da coluna  $i$  da matriz cujas colunas são os autovetores à direita de  $J_R$

$\eta_{ik}$ :  $K$ -ésimo elemento da linha  $i$  da matriz cujas linhas são os autovetores à esquerda de  $J_R$

Fisicamente,  $\zeta_{ki}$  é uma medida da atividade da barra  $k$  na variação de tensão do  $i$ -ésimo modo, enquanto  $\eta_{ik}$  representa o peso da contribuição dessa atividade. Logo, o produto

dessas duas grandezas é uma medida da participação do barramento  $k$  na variação de tensão do  $i$ -ésimo modo [25]. É importante ressaltar que os fatores de participação das barras em análise, associados a um determinado modo, somam um.

Os fatores de participação de cada barramento calculados a partir dos autovetores associados ao modo crítico fornecem informações sobre a localização crítica da instabilidade de tensão do sistema. O barramento de comutação CA com o maior fator de participação é o barramento crítico, o que significa que ele tem o maior envolvimento na instabilidade de tensão. Consequentemente, é também a localização do sistema mais eficaz para implementar medidas corretivas.

# CAPÍTULO V

## SIMULAÇÕES E ANÁLISES PARA UM SISTEMA DE PEQUENO PORTE

### V.1 Introdução

Este capítulo tem como objetivo analisar a estabilidade de tensão em um sistema CCAT de pequeno porte com apenas dois elos de corrente contínua. Para tal, serão avaliados diversos cenários e possibilidades, tais como alteração dos parâmetros da rede receptora, variação da potência injetada em cada elo e variação da impedância que interliga os dois inversores do sistema.

Inicialmente, será mostrado, por meio de simulações dinâmicas, que é possível a ocorrência do fenômeno de colapso de tensão em sistemas CCAT que possuem redes receptoras com baixos valores de ESCR. Em seguida, para cada uma das configurações analisadas, será aplicado o método de análise modal da estabilidade de tensão, discutido na Seção IV.4, para identificar a proximidade do sistema à instabilidade de tensão. Adicionalmente, serão calculados os índices *multi-infeed*, apresentados na Seção III.2, a fim de determinar o nível de robustez do sistema nos diferentes pontos de operação.

A análise preliminar em um sistema de pequena dimensão mostra-se importante para consolidar os conceitos acerca do que se pretende estudar, nesse caso a estabilidade de tensão.

A próxima seção deste capítulo é dedicada a mostrar detalhadamente a metodologia de trabalho empregada tanto na aplicação da análise modal quanto no cálculo dos índices *multi-infeed*. Nela serão apresentadas as ferramentas utilizadas para alcançar os resultados.

### V.2 Metodologia de Trabalho Aplicada

Conforme informado acima, esta Seção tem o intuito de mostrar o passo-a-passo da metodologia aplicada para analisar a estabilidade de tensão em um sistema CCAT, descrevendo também as ferramentas de simulação utilizadas. Cabe ressaltar que, apesar de tal metodologia estar sendo descrita neste capítulo em que serão apresentados os resultados

para um sistema-teste, a mesma também se aplica a um sistema de grandes dimensões como o SIN, conforme será retratado no CAPÍTULO VI.

### **V.2.1 Metodologia para Aplicação da Análise Modal**

O programa computacional escolhido para a preparação dos pontos de operação a serem analisados neste trabalho foi o ANAREDE (Análise de Redes Elétricas) [28], desenvolvido pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL), que tem o cálculo do fluxo de potência como uma de suas aplicações.

De acordo com o que foi mostrado anteriormente, a aplicação da análise modal em sistemas CCAT requer o conhecimento da matriz Jacobiana da rede no ponto de operação no qual se deseja fazer a avaliação da estabilidade de tensão. Porém esse tipo de informação, inerente ao cálculo do fluxo de potência, não é disponibilizada no ANAREDE.

Para contornar essa situação, foi utilizado o programa ORGANON [29], que dentre outras aplicações em sistemas de potência, possui também a ferramenta de cálculo do fluxo de potência. Nesse programa, foi obtida uma versão na qual era possível extrair para um arquivo texto a matriz Jacobiana da rede. Assim sendo, para todas as análises efetuadas, o arquivo com os dados do ponto de operação foram salvos no ANAREDE e carregados no ORGANON.

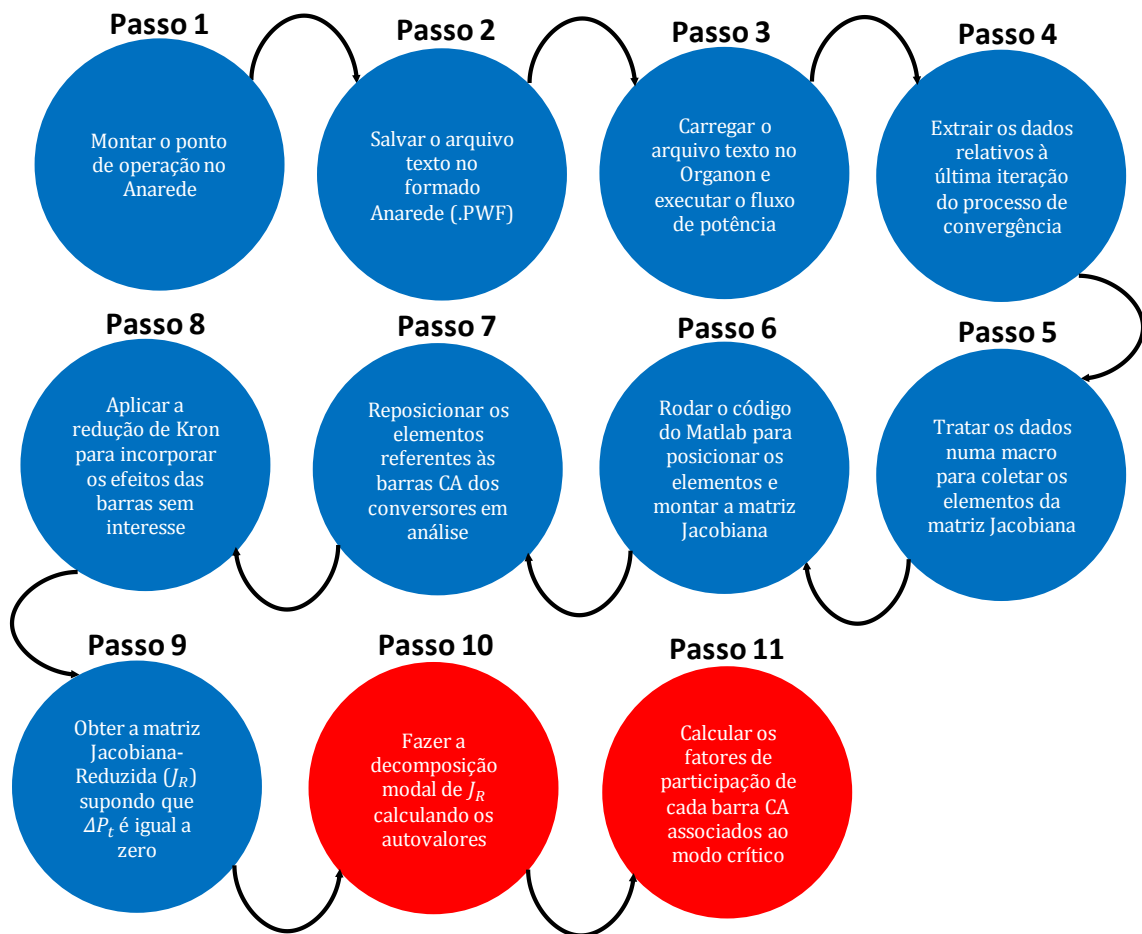
A partir daí, os dados extraídos do arquivo texto do ORGANON foram tratados por meio de uma macro<sup>3</sup> no aplicativo EXCEL, a fim de coletar os elementos da matriz Jacobiana e suas respectivas posições.

De posse dessas informações, a matriz Jacobiana foi construída por meio de uma rotina montada no programa MATLAB (*MATrix LABoratory*) [30], que possui uma linguagem de alto desempenho para computação técnica. Adicionalmente, foi criado um código em que são feitas as manipulações necessárias para a obtenção da matriz Jacobiana-Reduzida. Por fim, são calculados os autovalores dessa matriz, além dos fatores de participação de cada barra associados ao modo crítico.

É apresentado a seguir o passo-a-passo detalhado da metodologia utilizada para aplicação da análise modal nos casos, acompanhado do fluxograma ilustrado na Figura 12.

---

<sup>3</sup> A macro é um conjunto de ações que são gravadas para serem repetidas diversas vezes mediante um comando predeterminado.



**Figura 12:** Fluxograma com o passo-a-passo da metodologia para aplicação da análise modal

- Passo 1

O primeiro passo consiste na preparação do caso de fluxo de potência no programa ANAREDE.

- Passo 2

O segundo passo compreende em salvar o ponto de operação que se pretende analisar em um arquivo texto no formato ANAREDE.

- Passo 3

O terceiro passo baseia-se em carregar o arquivo texto do Passo 2 no programa ORGANON e executar o fluxo de potência.



- Passo 4

O quarto passo tem o objetivo de exportar do ORGANON os dados relativos à última iteração do processo de convergência para um arquivo texto, no qual estarão presentes, além de outras informações, os elementos da matriz Jacobiana referentes à essa iteração.

- Passo 5

O quinto passo consiste em manipular os dados exportados no arquivo texto do Passo 4 numa macro do programa EXCEL, para filtrar e extrair somente os elementos da matriz Jacobiana e suas respectivas posições.

- Passo 6

O sexto passo tem a finalidade de ler o resultado do Passo 5 e, a partir dele, executar um código no programa MATLAB para montar a matriz Jacobiana, posicionando corretamente seus elementos nas linhas e colunas devidas. Tal código é apresentado no Apêndice A.

Supondo-se um sistema com oito barras, a matriz Jacobiana resultante no Passo 6 ficaria da forma apresentada na Figura 13, na qual são mostradas as linhas e colunas dessa matriz que relacionam as injeções de potência ativa (P) e reativa (Q) com o módulo (V) e ângulo (T) das tensões para cada barra do sistema. Logo, a dimensão da matriz nesse exemplo hipotético é 16 x 16.

	$\Delta T1$	$\Delta V1$	$\Delta T2$	$\Delta V2$	$\Delta T3$	$\Delta V3$	$\Delta T4$	$\Delta V4$	$\Delta T5$	$\Delta V5$	$\Delta T6$	$\Delta V6$	$\Delta T7$	$\Delta V7$	$\Delta T8$	$\Delta V8$
$\Delta P1$																
$\Delta Q1$																
$\Delta P2$																
$\Delta Q2$																
$\Delta P3$																
$\Delta Q3$																
$\Delta P4$																
$\Delta Q4$																
$\Delta P5$																
$\Delta Q5$																
$\Delta P6$																
$\Delta Q6$																
$\Delta P7$																
$\Delta Q7$																
$\Delta P8$																
$\Delta Q8$																

Figura 13: Representação da matriz Jacobiana de um sistema de 8 barras

- Passo 7

O sétimo passo tem o objetivo de executar outro código no MATLAB para reposicionar nas primeiras linhas e colunas os elementos da matriz Jacobiana referentes às barras de comutação CA dos inversores em análise. Esse passo é fundamental para a realização do Passo 8. O Apêndice B apresenta a rotina utilizada para a aplicação no caso do SIN, em que foi estudado o comportamento *multi-infeed* em quatro barras conversoras CA, conforme será mostrado em detalhes no CAPÍTULO VI.

Supondo-se que no sistema de oito barras citado no Passo 6 há conversores conectados nas barras 2 e 4, a nova matriz Jacobiana após o reposicionamento do Passo 7 é apresentado na Figura 14.

	$\Delta T2$	$\Delta T4$	$\Delta V2$	$\Delta V4$	$\Delta T1$	$\Delta V1$	$\Delta T3$	$\Delta V3$	$\Delta T5$	$\Delta V5$	$\Delta T6$	$\Delta V6$	$\Delta T7$	$\Delta V7$	$\Delta T8$	$\Delta V8$
$\Delta P2$	Jr1				Jr2											
$\Delta P4$																
$\Delta Q2$																
$\Delta Q4$																
$\Delta P1$	Jr3				Jr4											
$\Delta Q1$																
$\Delta P3$																
$\Delta Q3$																
$\Delta P5$																
$\Delta Q5$																
$\Delta P6$																
$\Delta Q6$																
$\Delta P7$																
$\Delta Q7$																
$\Delta P8$																
$\Delta Q8$																

Figura 14: Nova matriz Jacobiana após o reposicionamento dos elementos referentes às barras 2 e 4

- Passo 8

O oitavo passo consiste na incorporação na matriz Jacobiana dos efeitos das barras sem interesse do sistema, isto é, aquelas barras em que não há conversores conectados. Para tal, foi aplicada a Redução de Kron [31] na matriz apresentada na Figura 14, conforme mostra a Equação (5.1).

$$J_{red1} = [J_{r1} - J_{r2} \cdot J_{r4}^{-1} \cdot J_{r3}] \quad (5.1)$$

É obtida então uma matriz reduzida de dimensão igual ao dobro do número de barras conversoras do caso em que se pretende analisar a estabilidade de tensão. Ou seja, para o

suposto exemplo em que há conversores conectados em duas barras CA, a matriz ao final do Passo 8, terá uma dimensão 4 x 4, conforme mostra a Figura 15.

	$\Delta T2$	$\Delta T4$	$\Delta V2$	$\Delta V4$
$\Delta P2$	J_PT		J_PV	
$\Delta P4$				
$\Delta Q2$	J_QT		J_QV	
$\Delta Q4$				

Figura 15: Nova matriz após a incorporação do efeito das barras sem interesse

- Passo 9

O nono passo tem a finalidade de obter a matriz Jacobiana-Reduzida do sistema, considerando que a variação incremental de potência ativa é igual a zero. É então aplicada novamente a Redução de Kron na matriz apresentada na Figura 15, seguindo a Equação (5.2).

$$J_{red2} = [J_{QV} - J_{QT} \cdot J_{PT}^{-1} \cdot J_{PV}] \quad (5.2)$$

Para o exemplo hipotético que está sendo tratado, chega-se finalmente a uma matriz Jacobiana-Reduzida de dimensão 2 x 2, a partir da qual é feita a decomposição modal para a obtenção do modo crítico e dos fatores de participação associados ao mesmo.

- Passo 10

O décimo passo consiste na realização da decomposição em autovalores da matriz Jacobiana-Reduzida, calculando também seus autovetores, à esquerda e à direita, associados. O menor autovalor obtido representa o modo crítico, que indica o quão perto da instabilidade de tensão está o ponto de operação do sistema.

- Passo 11

O último passo diz respeito ao cálculo dos fatores de participação de cada barra conversora CA associados ao modo crítico. Aquela que possui o maior fator é a que mais contribui para uma eventual instabilidade de tensão.

Os Passos 8 ao 11 foram efetuados por meio de uma rotina criada no MATLAB, a qual é apresentada no Apêndice C para o caso de aplicação no SIN.

## V.2.2 Metodologia para Cálculo dos Índices *Multi-Infeed*

Diferentemente da metodologia aplicada para análise modal que exigiu a utilização combinada de algumas ferramentas além da manipulação de uma grande quantidade de dados, a metodologia utilizada para calcular os índices *multi-infeed* é mais simples.

O valor da potência transmitida em cada elo de corrente contínua é obtido diretamente do programa ANAREDE, assim como a potência reativa gerada pelos filtros conectados às barras CA dos conversores. Essas são duas das três variáveis necessárias para o cálculo do ESCR. Conforme a Equação (3.4), a outra grandeza que deve ser conhecida é a potência de curto-circuito da barra em que será calculado o ESCR.

Porém, as informações de curto-circuito na rede são calculadas por meio de outro programa desenvolvido pelo CEPEL, o ANAFAS (Análise de Faltas Simultâneas) [32]. Assim sendo, foi utilizado um conversor de dados, chamado ANAANA [33], também desenvolvido pelo CEPEL, que gera casos de curto-circuito com carregamento pré-falta para o ANAFAS a partir de arquivos de fluxo de potência convergidos pelo ANAREDE. Outro dado de entrada do ANAANA é um arquivo com as informações das máquinas despachadas no caso de fluxo de potência.

O ANAANA converte todos os dados de sequência positiva, que sejam modeláveis pelo ANAFAS, encontrados no arquivo de fluxo de potência. Já os dados de sequência zero são inicializados iguais aos de sequência positiva e devem ser corrigidos manualmente após a conversão. Contudo, como a variável de interesse é a potência de curto-circuito trifásica, não foi necessária fazer a citada correção.

Com os valores da potência de curto-circuito, é possível então o cálculo dos índices SCR e ESCR. Já para o cálculo dos outros índices *multi-infeed* que levam em consideração o efeito dos demais elos CC (MISCR e MIESCR), faz-se necessário conhecer os fatores de interação MIIF.

Foi visto na Seção III.2.5 que o fator MIIF é dado pela relação entre a variação de tensão em uma barra CA causada pela variação de tensão em outra barra CA do sistema (vide Equação (3.5)), e que o mesmo pode ser obtido por intermédio de simulações dinâmicas. Para isso, foi utilizado o programa ANATEM (Análise de Transitórios Eletromecânicos) [34], produzido pelo CEPEL.

A Figura 6 ilustra como é feito o cálculo da MIIF a partir de um resultado de simulação no ANATEM. É aplicada uma pequena perturbação numa barra  $i$  e mede-se a variação de tensão numa barra  $j$ . Essa medição da variação deve ser instantânea para que seja

considerado somente o efeito da rede. Em todas as simulações, a perturbação na barra  $i$  foi feita por meio de um reator que provocasse uma redução de aproximadamente 1% na tensão.

O cálculo dos fatores MIIF por meio de simulações dinâmicas, em sistemas com muitos elos de corrente contínua, pode-se tornar relativamente trabalhoso, tendo em vista que, para cada ponto de operação, é necessário simular o evento de queda de tensão em cada uma das barras CA dos conversores e medir a variação de tensão nos demais barramentos. Por exemplo, em um sistema *multi-infeed* com cinco conversores, deve-se realizar cinco simulações e fazer vinte medições (quatro medições para cada simulação). Assim sendo, à medida que mais elos CC entrem em operações em regiões eletricamente próximas, se faz necessário encontrar meios que automatizem esse processo.

### V.3 Descrição do Sistema-Teste

Para a realização das primeiras simulações foi utilizado o sistema de pequeno porte mostrado na Figura 16, no qual se deseja escoar a potência gerada em duas usinas através de dois elos de corrente contínua em  $\pm 600$  kV, com configuração monopolar, que são interligados por meio de uma impedância de acoplamento.

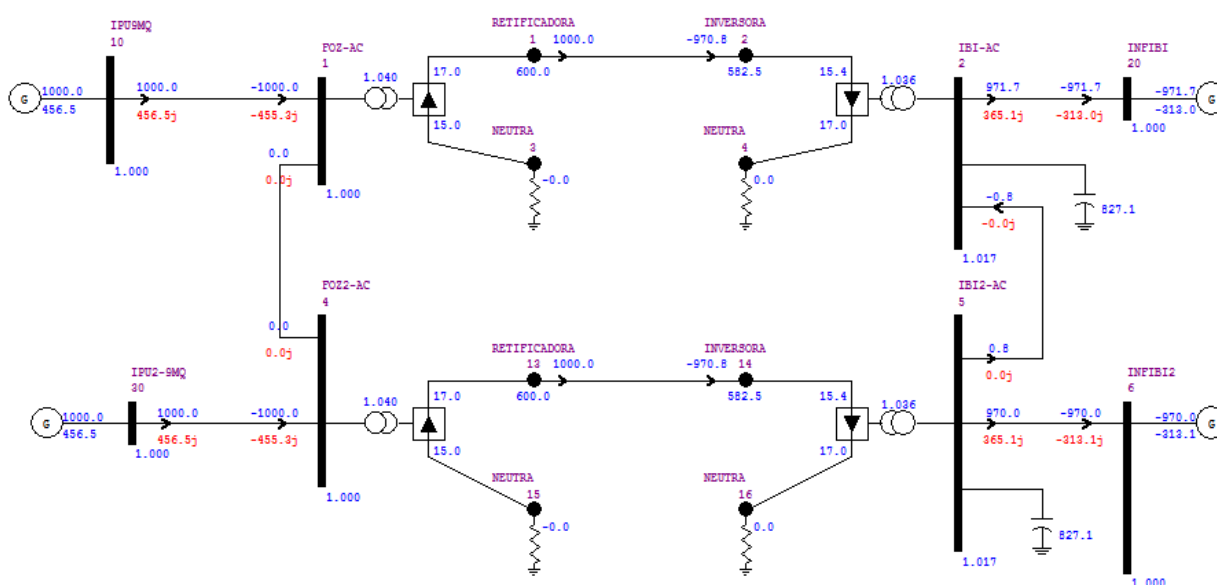


Figura 16: Diagrama unifilar do sistema de pequeno porte

Entretanto, o sistema mencionado acima contém duas barras infinitas no lado CA do inversor, o que impediria a ocorrência de uma possível instabilidade de tensão ou colapso. Assim sendo, foi montada uma rede de transmissão CA com algumas linhas, utilizando parâmetros típicos de linha, que alimentam cargas. Nessa rede, a partir de cada barra

conversora, foram dispostas linhas de transmissão em paralelo, de forma a enfraquecer a potência de curto-circuito do sistema receptor na medida em que essas linhas vão se desligando motivadas por eventuais distúrbios, o que faz o sistema se aproximar do ponto crítico. Assim sendo, o sistema modificado que foi efetivamente utilizado nas simulações mostradas ao longo desse capítulo é apresentado na Figura 17.

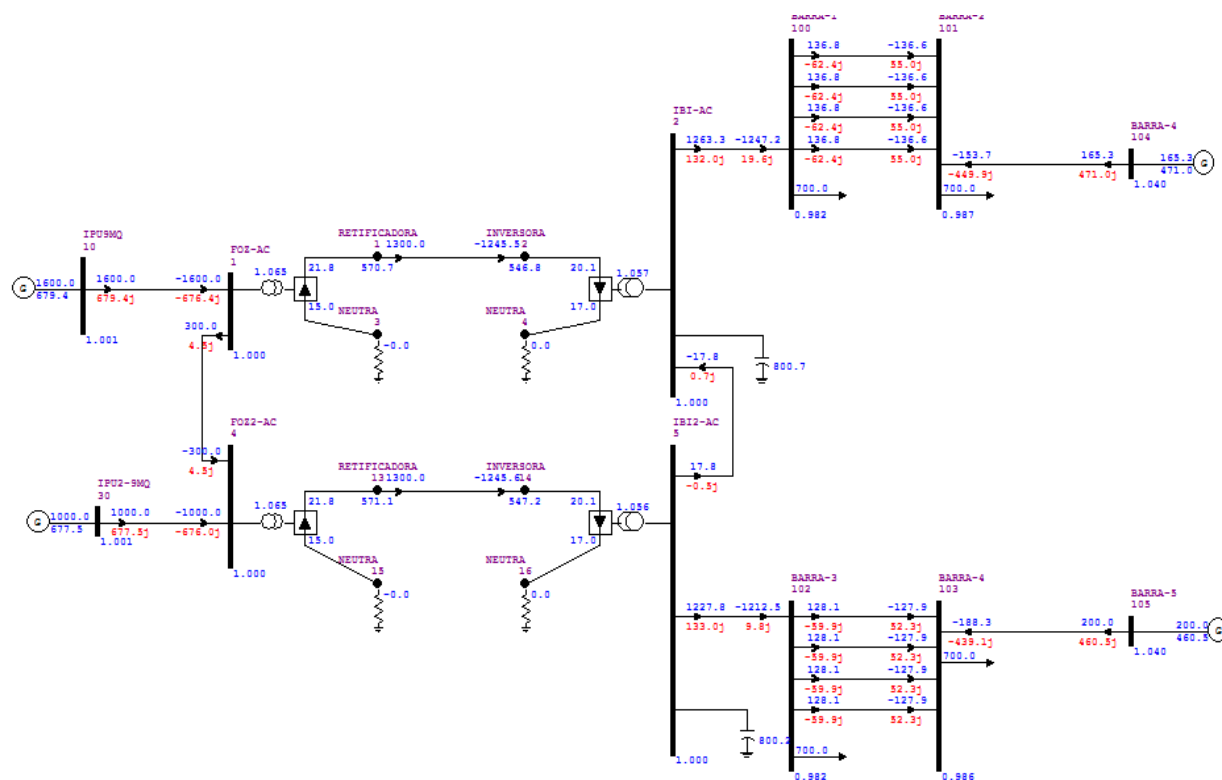


Figura 17: Diagrama unifilar do sistema de pequeno porte modificado para realizar as simulações

As características técnicas dos elos CC utilizados na simulação, tais como os modos de controle dos conversores, valores das reatâncias de comutação e quantidade de pontes dos conversores são similares ao do elo que transmite a potência gerada na usina hidrelétrica de Itaipu (50 Hz), que interliga as subestações de Foz do Iguaçu (PR) e Ibiúna (SP). Dessa forma, em todas as análises realizadas, os retificadores estão operando com controle de potência, enquanto os inversores operam em controle de ângulo de extinção constante, o que contribui para a ocorrência do colapso de tensão, conforme comentado na Seção IV.3.2.

O valor dos capacitores nas barras CA conectadas aos inversores é de 800 Mvar cada, o que, além de filtrar os harmônicos gerados pelo conversor, contribui para a elevação da relação  $dQ/dV$  dessas barras. Adicionalmente, as quatro barras PQ do sistema foram definidas com cargas de 700 MW, com fator de potência de aproximadamente 0,96.

Outra premissa adotada nas simulações foi com relação à modelagem ZIP das cargas, considerada 75% impedância constante e 25% potência constante, referentes à parcela ativa, e 100% impedância constante, referente à parcela reativa. Por fim, a potência injetada em cada elo foi fixada inicialmente em 1400 MW. Os dados de regime permanente do sistema-teste utilizado nas análises são apresentados no Apêndice D.

## V.4 Simulações Dinâmicas

Esta seção tem como objetivo mostrar, por meio de simulações dinâmicas, que é possível a ocorrência do fenômeno de colapso de tensão causado por elos CCAT conectados a redes fracas. A ferramenta computacional utilizada foi o ANATEM. Cabe ressaltar que as simulações dinâmicas efetuadas no sistema-teste em questão têm caráter estritamente didático, já que em algumas delas serão efetuadas múltiplas contingências em diferentes instantes de tempo até que ocorra a instabilidade de tensão.

Nas seções seguintes será aplicado o método de análise modal para avaliação da estabilidade de tensão e calculado os índices *multi-infeed* em pontos de operação próximos ao ponto pós-distúrbio das simulações mostradas nesta seção.

### V.4.1 Testes Realizados

A fim de propiciar a ocorrência de colapso de tensão causado pelos elos CCAT, foram realizadas diversas análises utilizando-se dois tipos de distúrbios no sistema. Inicialmente, foram aplicados degraus na potência transmitida dos elos, de forma a aumentar o fluxo nos mesmos e degradar os níveis de tensão da rede receptora, aproximando-se do ponto crítico (Teste 1). Em seguida, os circuitos em paralelo do sistema receptor foram sendo desligados, a fim de reduzir a potência de curto-circuito, o que também faz aproximar o sistema do colapso (Teste 2).

Em todas as análises, os tempos de simulações foram ajustados de forma a observar a consequência de todos os eventos na rede. Para analisar o comportamento do sistema, são observadas diversas grandezas, tais como os ângulos de disparo dos retificadores, os ângulos de extinção dos inversores, as tensões nos barramentos, a potência reativa gerada nas máquinas, entre outros. Porém, neste item, serão apresentados somente os gráficos de tensão nas duas barras CA conectada nos inversores, informações essas que são suficientes para identificar o acontecimento do colapso.

### V.4.1.1 Teste 1 – Aumento da Potência Transmitida nos Elos CC

A primeira parte das simulações consistiu na aplicação de um degrau de 10% na ordem de potência de cada um dos retificadores. No elo 1 o evento é aplicado em um segundo e no elo 2 é aplicado em cinco segundos. As curvas de tensão dos barramentos monitorados são apresentadas na Figura 18.

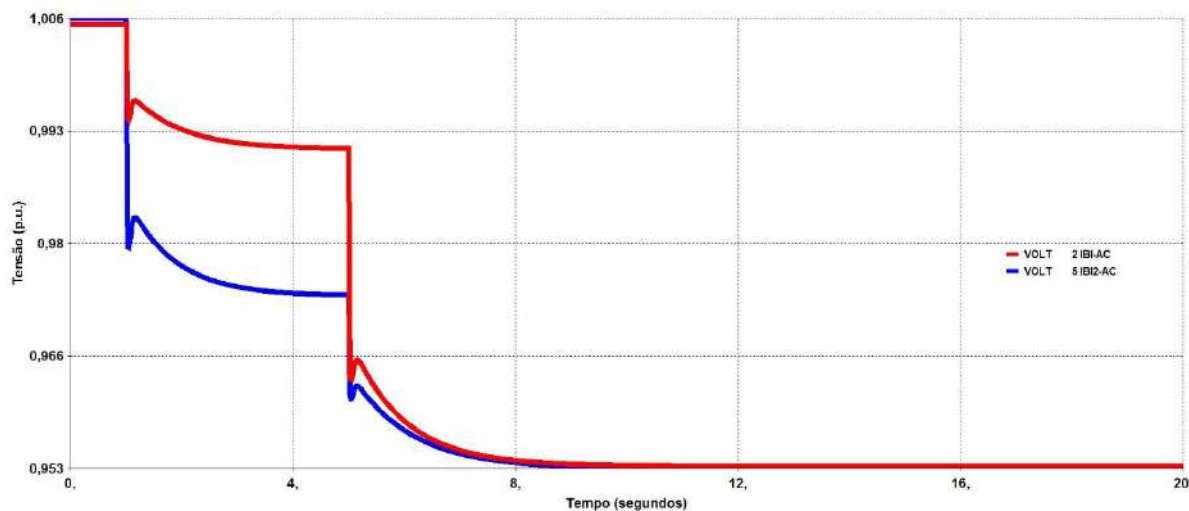


Figura 18: Perfil de tensão após um degrau de potência de 10% nos dois elos CC

Pode-se perceber que antes dos distúrbios o perfil de tensão nos barramentos aproxima-se de 1 p.u.. E, após os distúrbios, as tensões se estabilizam em torno de 0,95 p.u..

O próximo passo foi aumentar o degrau de potência aplicado para 15% em cada elo, resultando no gráfico da Figura 19.

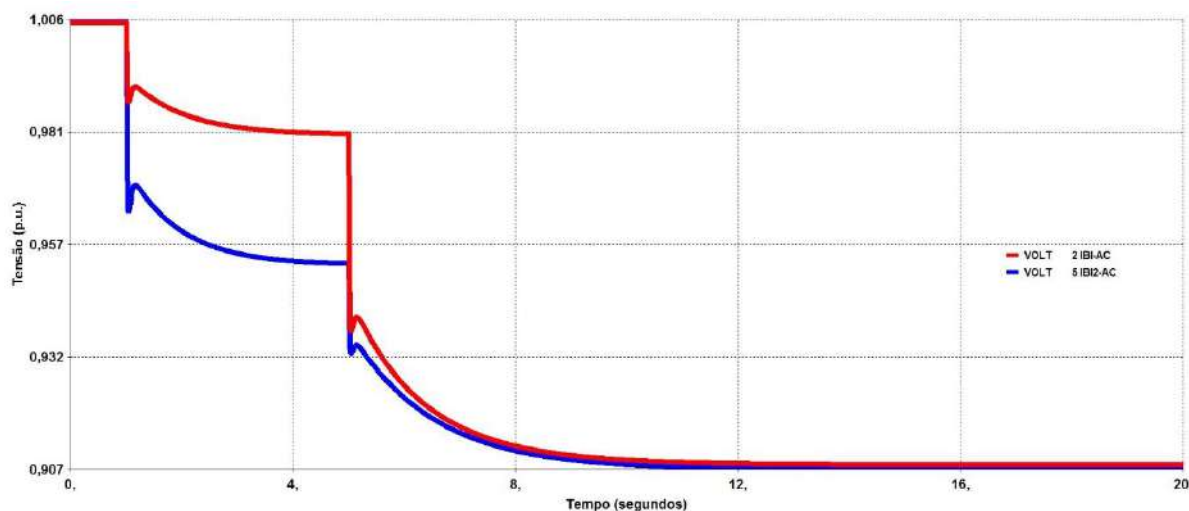
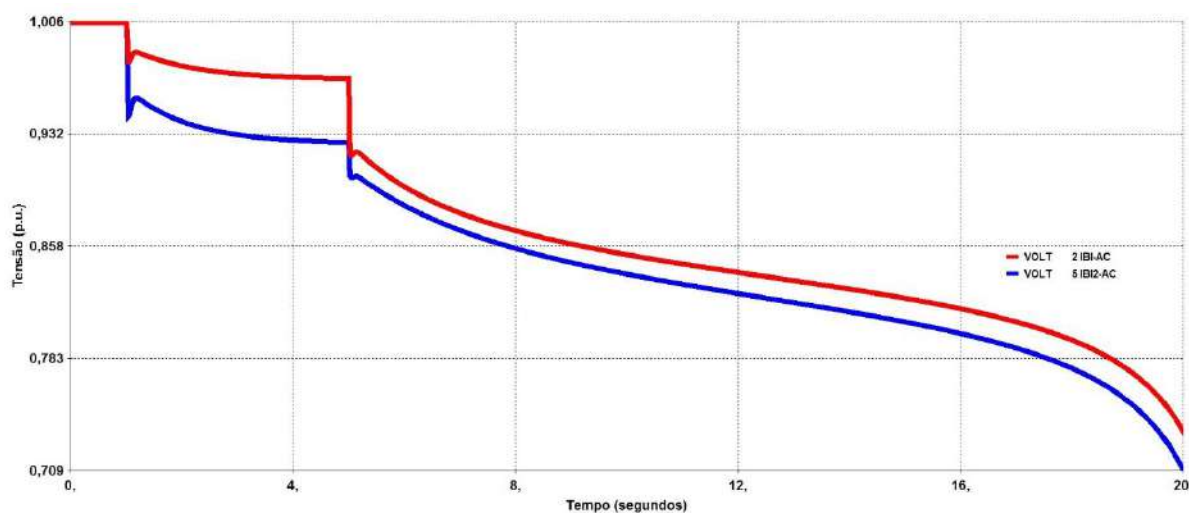


Figura 19: Perfil de tensão após um degrau de potência de 15% nos dois elos CC



Constata-se que o aumento da injeção de potência de 70 MW nos elos de corrente contínua em relação à simulação anterior, deteriorou as tensões no sistema receptor, que nesse caso atingem aproximadamente 0,90 p.u., porém continuam estáveis.

Por fim, elevou-se a perturbação na ordem de potência do retificador do elo 1 em 20% do valor inicial e do elo 2 em 17%, ou seja, a potência transmitida no elo 1 passou a ser 1680 MW, enquanto que no elo 2 passou a ser 1638 MW. Os resultados são indicados na Figura 20.



**Figura 20: Perfil de tensão após um degrau de potência de 20% no elo 1 e de 17% no elo 2**

Pode-se verificar que a ocorrência das perturbações supracitadas provoca uma queda descontrolada das tensões, chegando a 0,7 p.u., indicando que o sistema entrou em colapso.

Conforme relatado nos capítulos anteriores, há uma relação direta entre a possibilidade de instabilidade de tensão e a relação de curto-circuito das barras CA de comutação, que é mostrada novamente na Equação (5.3).

$$SCR_i = \frac{Scc_i}{Pdc_i} \quad (5.3)$$

Quanto menor o valor de SCR, maior é a suscetibilidade do sistema à instabilidade. A Equação (5.3) mostra que a queda do SCR pode acontecer em virtude do aumento da potência transmitida no elo CC ou devido à redução da potência de curto-circuito. Esse teste refletiu a primeira possibilidade, ou seja, foi mostrada ocorrência do colapso de tensão por causa da elevação da potência injetada nos elos CC.

### V.4.1.2 Teste 2 – Contingências de Linhas na Rede CA Receptora

A segunda parte das simulações baseou-se no desligamento de algumas linhas de transmissão do sistema que operam em paralelo, com o objetivo de reduzir a potência de curto-circuito dos barramentos da rede localizados no lado receptor dos elos. A Figura 21 mostra de forma mais clara a disposição dessas linhas.

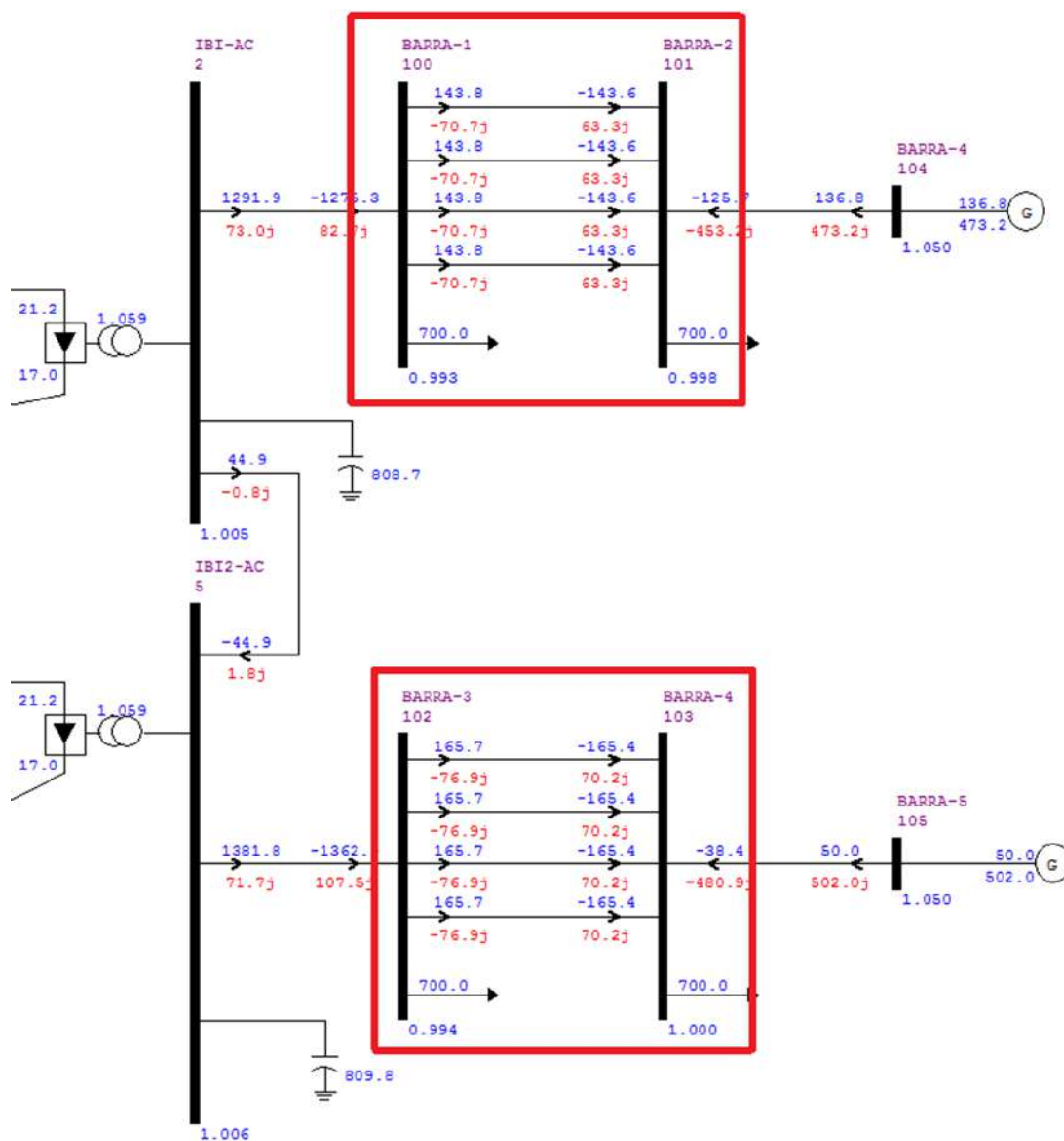
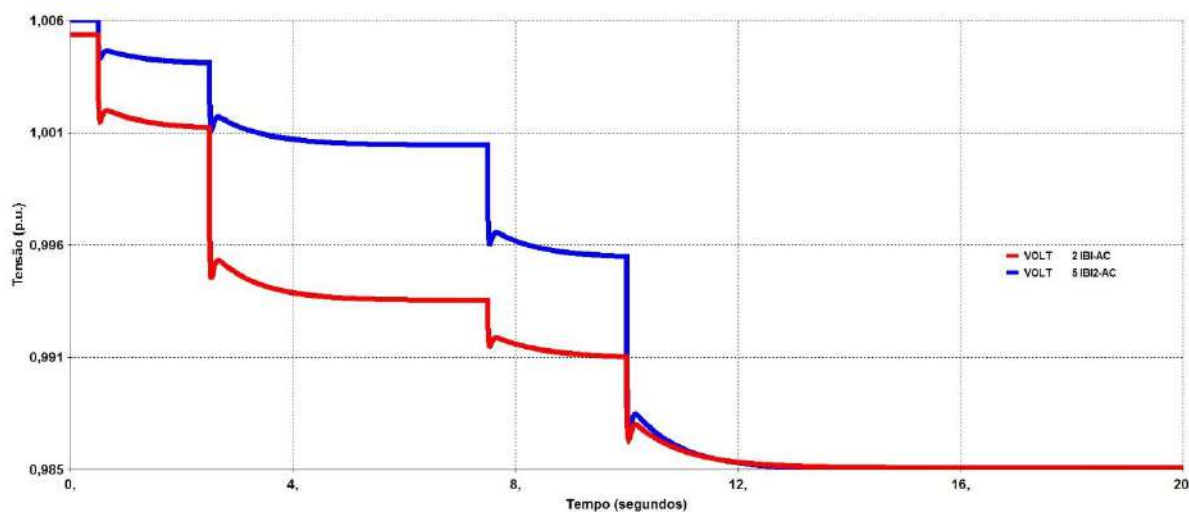


Figura 21: Linhas de transmissão paralelas do sistema-teste

O primeiro caso analisado foi a abertura de quatro circuitos, sendo dois que partem da “BARRA-1”, conectada à barra CA do elo 1, e os outros dois que parte da “BARRA-3”, conectada à barra CA do elo 2. A contingência das duas linhas associadas ao elo 1 acontece com 0,5 segundos e depois com 2,5 segundos, ao passo que a perda daquelas associadas

ao elo 2 ocorre em 7,5 e 10 segundos. Os gráficos de tensão nas barras monitoradas são apresentados na Figura 22.

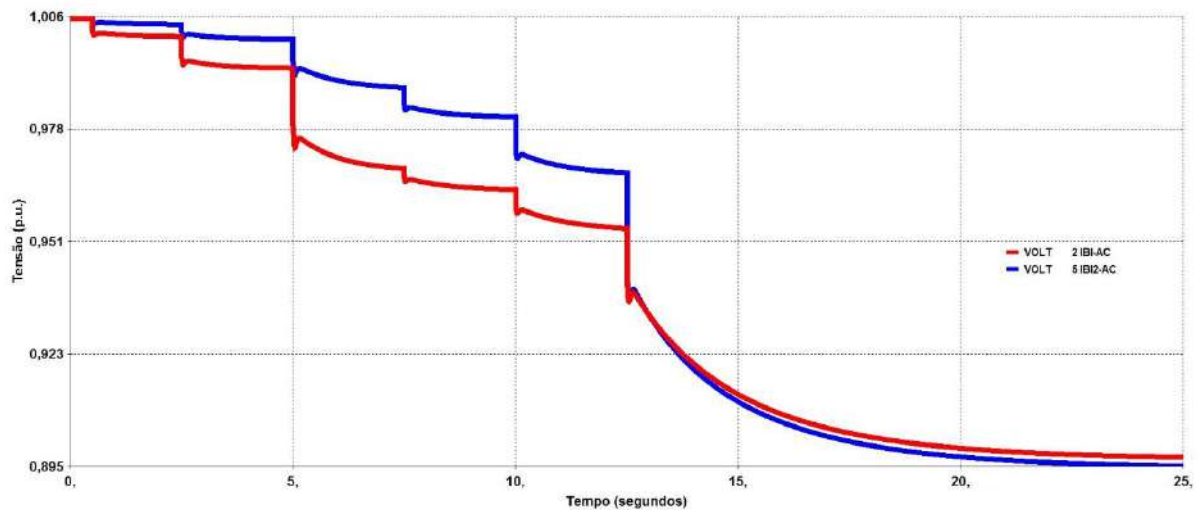


**Figura 22: Perfil de tensão após a contingência de 4 circuitos do sistema receptor**

Pode-se perceber que a cada evento de desligamento do circuito, há uma queda de tensão nos dois barramentos. Contudo, a redução é mais acentuada na barra eletricamente mais próxima do defeito, isto é, a barra 2 (curva vermelha) sofre maior variação de tensão nos dois primeiros distúrbios (0,5 e 2,5 segundos, respectivamente), enquanto a barra 5 (curva azul) apresenta maior variação no terceiro (7,5 segundos) e quarto (10 segundos) distúrbios.

Constata-se também que mesmo com a contingência de quatro linhas do sistema, o mesmo permanece estável com tensões próximas a 0,985 p.u..

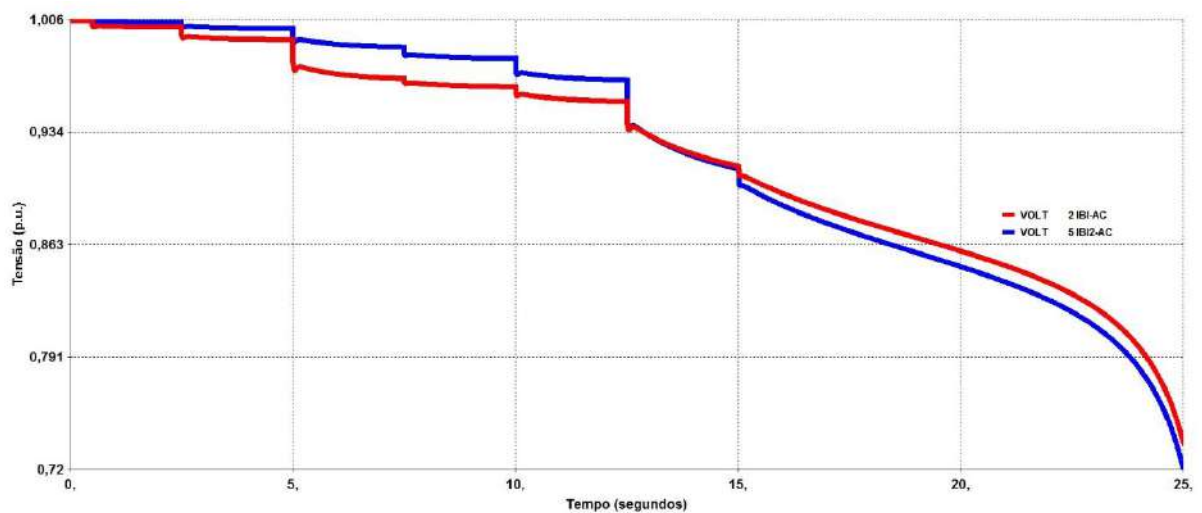
Assim sendo, o próximo passo foi realizar uma simulação de abertura de seis circuitos, sendo três associados a cada elo CCAT. Primeiramente, realizou-se o desligamento dos três circuitos derivados do elo 1 (0,5, 2,5 e 5 segundos) e, em seguida, os três derivados do elo 2 (7,5, 10 e 12,5 segundos). O resultado encontra-se na Figura 23.



**Figura 23: Perfil de tensão após a contingência de 6 circuitos do sistema receptor**

Pode-se perceber que o sistema ainda permanece estável, porém com tensões bem mais críticas do que anteriormente, inclusive abaixo de 0,9 p.u.. Outra característica que pode ser notada é a demora para que o sistema se estabilize após a abertura do sexto circuito, o que é um indício que o mesmo encontra-se próximo do ponto crítico.

A fim de confirmar essa proximidade, aplicou-se um pequeno degrau (2%) na ordem de potência de um dos retificadores em 15 segundos e verificou-se que o sistema entra em colapso, conforme mostra a Figura 24.

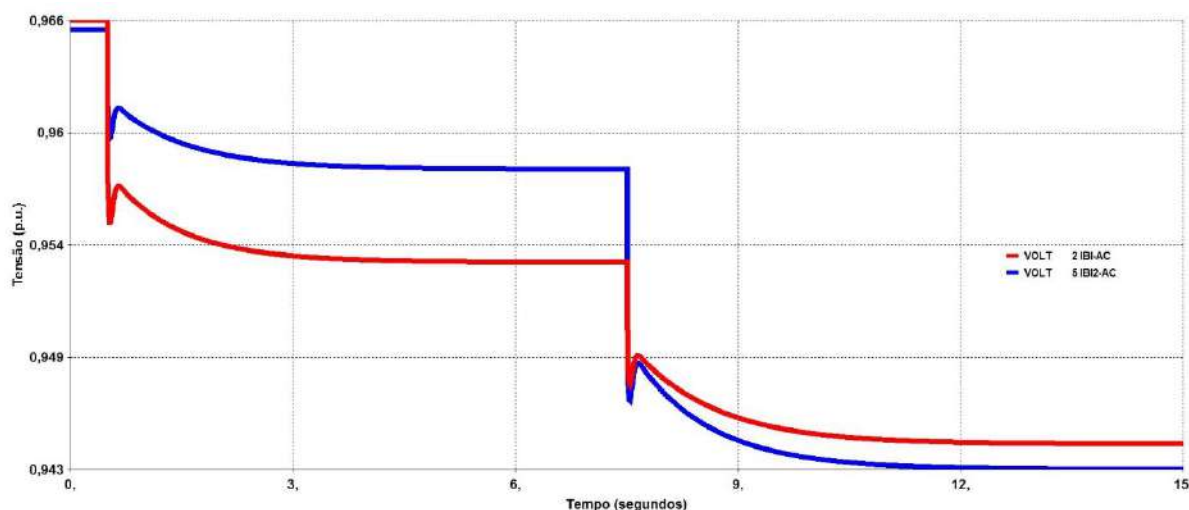


**Figura 24: Perfil de tensão após a contingência de 6 circuitos do sistema receptor seguido de um degrau de potência de 2% no retificador 1**

A simulação anterior confirma que o sistema estava próximo do colapso de tensão após a contingência de seis circuitos, afinal uma elevação de 28 MW (2% de 1400 MW) na potência transmitida em um dos elos levou o sistema à instabilidade. Contudo, o desligamento de mais um dos circuitos que estavam em paralelo seria inviável de ser estudado, pois deixaria parte da rede ilhada.

A fim de contornar esse problema, foram aumentadas as reatâncias dos circuitos em paralelo, o que significa distanciar eletricamente as barras monitoradas dos geradores da rede CA (aumentar a impedância equivalente de Thévenin vista por essas barras), e, conseqüentemente, reduzir ainda mais a potência de curto-circuito. Dessa maneira, a reatância das linhas de transmissão, que era de 1%, passou para 2%.

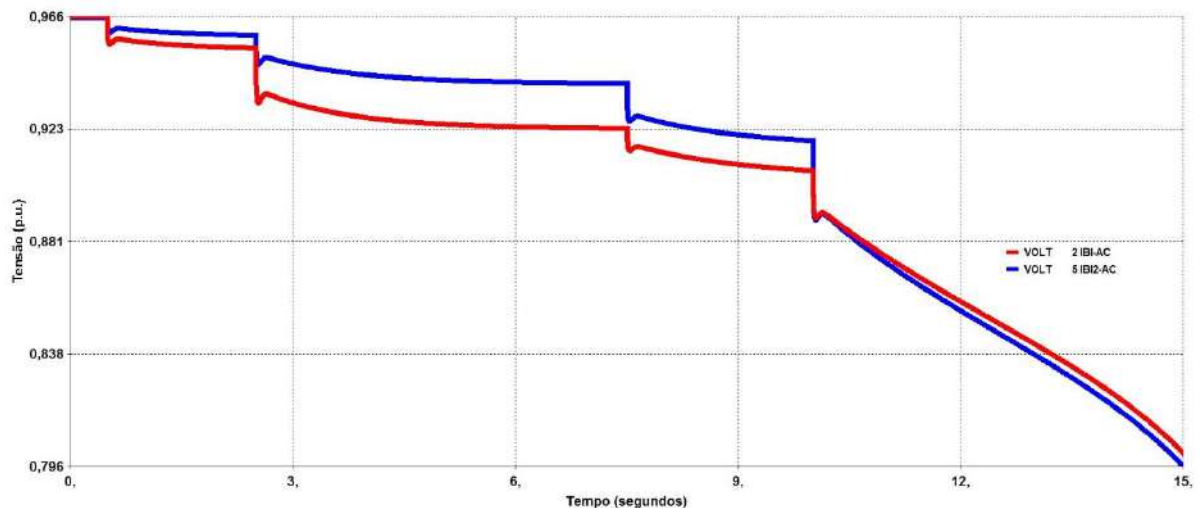
A partir desse novo ponto de operação, foi simulada inicialmente a abertura de dois circuitos, sendo cada um derivado de um elo. O resultado é apresentado na Figura 25.



**Figura 25: Perfil de tensão após a contingência de 2 circuitos do sistema receptor com reatância de 2%**

É possível notar que o aumento das impedâncias das linhas deteriora o perfil das tensões na situação pré-contingência, que partem de aproximadamente 0,97 p.u.. Após as contingências, as tensões se estabilizam em valores em torno de 0,94 p.u, valores baixos, porém dentro dos limites aceitáveis para situações de contingências.

Mantendo ainda as reatâncias das linhas em 2%, o próximo passo foi simular o desligamento de quatro circuitos. O comportamento das tensões nesse caso é mostrado na Figura 26, onde é possível notar a ocorrência de colapso de tensão no sistema.



**Figura 26: Perfil de tensão após a contingência de 4 circuitos do sistema receptor com reatância de 2%**

Valores baixos de SCR aproximam o sistema da instabilidade e, conforme relatado no item anterior, isso pode acontecer por causa do aumento da potência transmitida no elo CC ou devido à redução da potência de curto-circuito. Esse segundo teste contemplou a segunda possibilidade, ou seja, foi mostrada ocorrência do colapso de tensão em virtude da redução da potência de curto-circuito. Cabe ressaltar que os cálculos tanto do SCR quanto dos demais índices *multi-infeed* para os pontos de operação pós-contingência serão apresentados na Seção V.6.

#### **V.4.2 Implementação de uma Medida Corretiva**

Esta seção tem como objetivo avaliar a implementação de uma medida corretiva no sistema CA receptor e verificar sua efetividade na estabilidade de tensão por meio de simulações dinâmicas similares às da seção anterior.

Logo, é proposta a instalação de um compensador síncrono em uma das barras do sistema receptor, de forma a aumentar a fonte de potência reativa disponibilizada e verificar o comportamento do sistema com esse novo equipamento. O barramento do sistema escolhido para a inserção desse equipamento é mostrado na Figura 27.

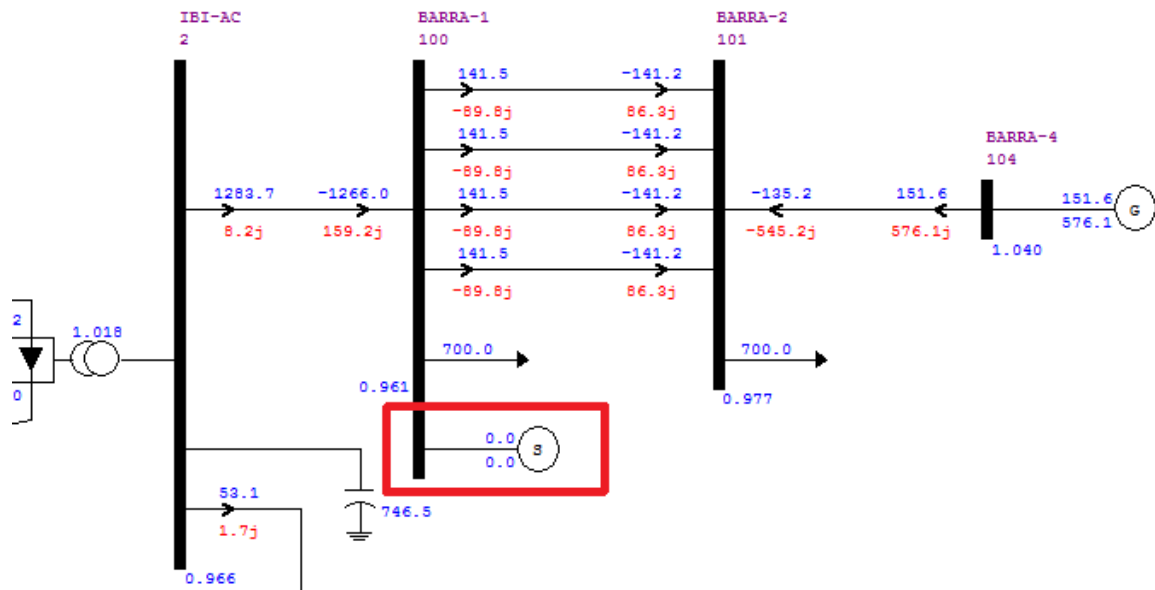


Figura 27: Instalação de um compensador síncrono no sistema receptor

A primeira simulação realizada neste item foi a contingência de dois circuitos do sistema, sendo cada um derivado de um elo, considerando-se a reatância das linhas de 2%. A Figura 28 mostra o gráfico das tensões monitoradas, enquanto que a Figura 29 apresenta o gráfico da geração de potência reativa no compensador síncrono.

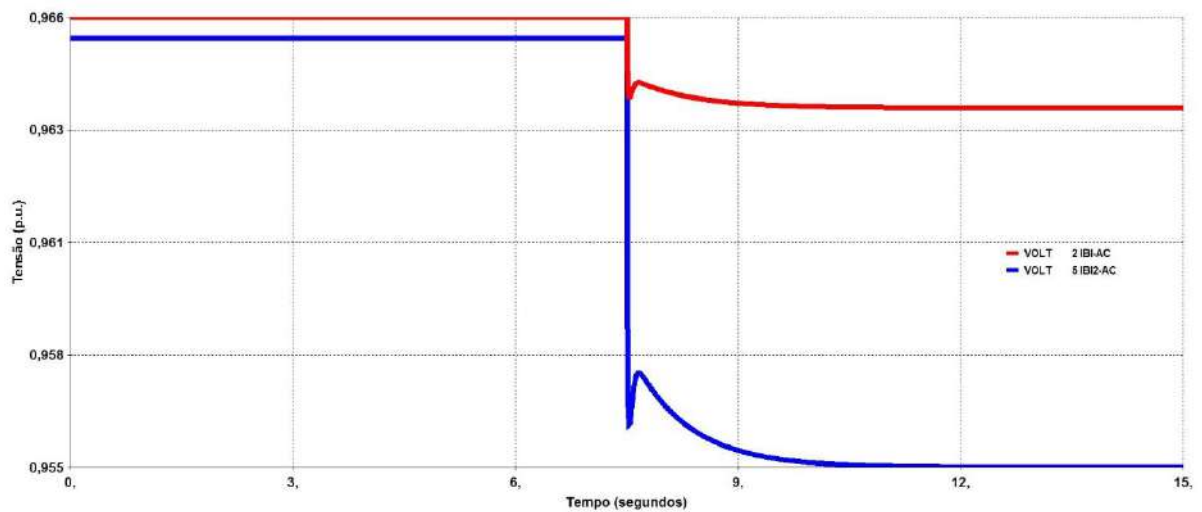
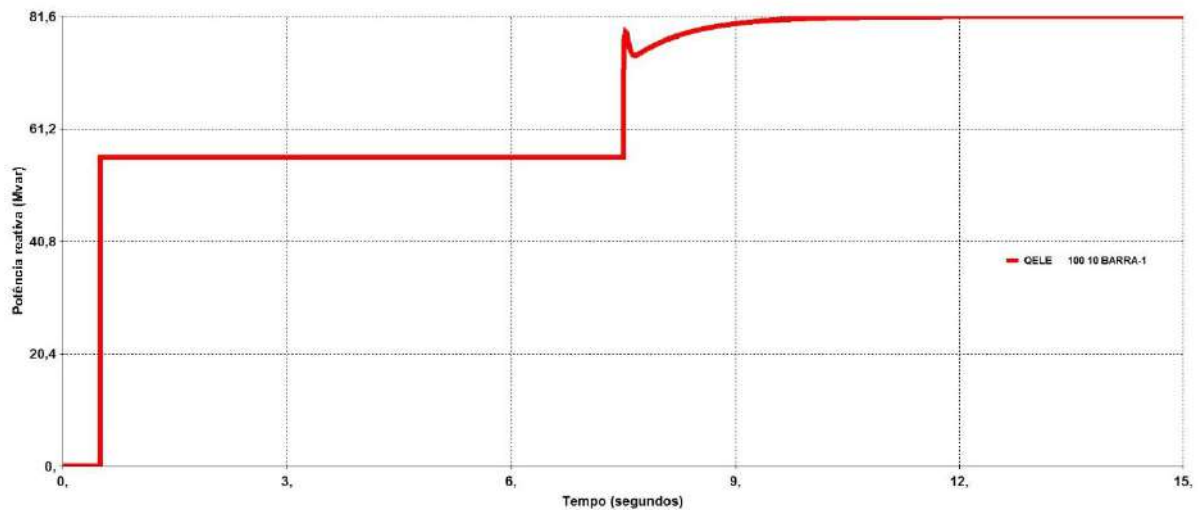


Figura 28: Tensões nas barras CA na contingência de 2 circuitos após implementação do compensador síncrono



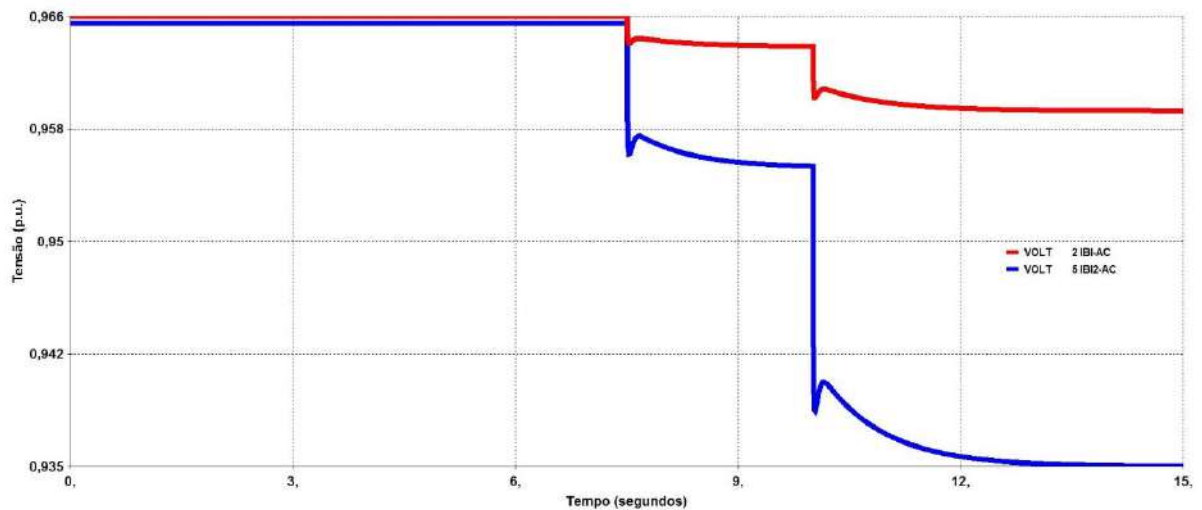
**Figura 29: Geração reativa do compensador síncrono na contingência de 2 circuitos**

Pode-se perceber no primeiro gráfico que a tensão na barra CA conectada ao inversor do elo 1 (curva vermelha) sofre uma pequena variação de tensão, pois está mais próxima eletricamente da barra onde está conectado o compensador síncrono. Já a tensão na barra do elo 2 sofre uma variação maior, mas se estabiliza em um valor superior (0,955 p.u.) ao valor encontrado na simulação do mesmo caso sem o compensador (0,943 p.u.), dado na Figura 25. Além disso, a contingência da linha mais próxima ao elo 1 não afeta os perfis de tensão, pois o compensador síncrono responde imediatamente.

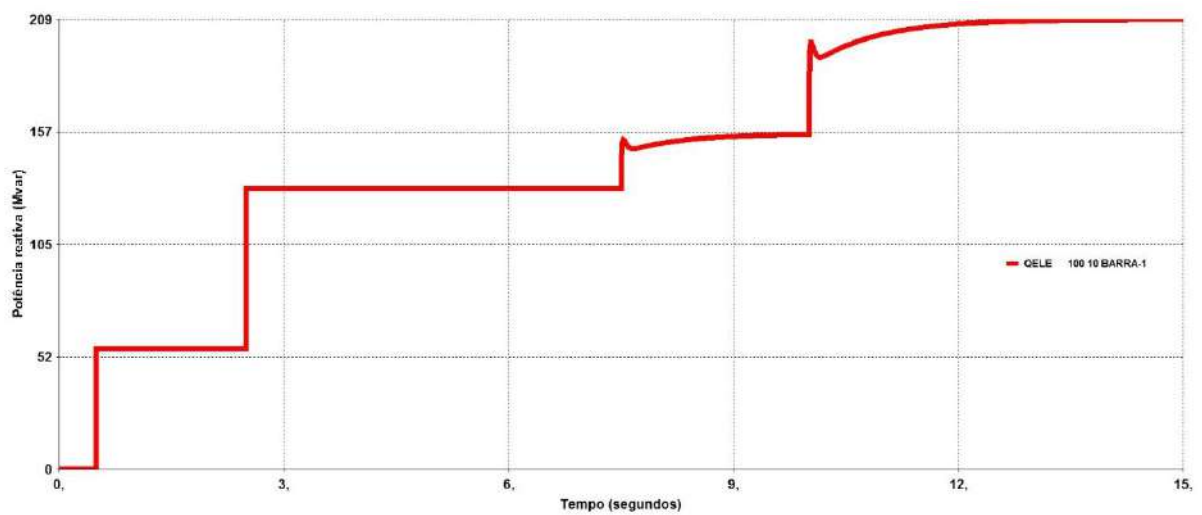
Já o segundo gráfico mostra que a cada abertura de circuito, o compensador síncrono tende a gerar potência reativa para segurar as tensões, porém essa geração é maior quando a contingência é mais próxima a esse equipamento. No final da simulação, é possível notar que o síncrono gerou 81,6 Mvar como resposta às perturbações.

A simulação seguinte foi realizada considerando-se a contingência de quatro circuitos, sendo dois conectados ao elo 1 e os outros dois conectados ao elo 2, exatamente igual ao caso onde havia ocorrido o colapso de tensão (Figura 26). Os resultados dessa simulação são apresentados na Figura 30 e na Figura 31.





**Figura 30: Tensões nas barras CA na contingência de 4 circuitos após implementação do compensador síncrono**



**Figura 31: Geração reativa do compensador síncrono na contingência de 4 circuitos**

Pode-se perceber que o sistema não entrou em colapso de tensão por causa da presença do compensador síncrono. Ou seja, com esse novo equipamento, o sistema, que ora colapsava, consegue manter suas tensões em níveis adequados. Para tal, a Figura 31 mostra que é necessário um suporte de potência reativa de 209 Mvar no sistema.

## **V.5 Avaliação da Estabilidade de Tensão no Sistema-Teste via Análise Modal**

Esta seção destina-se a aplicação do método da análise modal estática para avaliação da estabilidade de tensão no sistema-teste. Além dos pontos de operação pós-contingência dos casos analisados na seção anterior, objetiva-se aplicar o método também a pontos intermediários a fim de ver a evolução da margem de estabilidade de tensão.

Por exemplo, no teste de elevação da potência transmitida em que cada elo CC estava inicialmente carregado com 1400 MW, o evento que provocou um colapso de tensão foi a perturbação na ordem de potência do retificador do elo 1 em 20% do valor inicial e do elo 2 em 17%, o que significa o aumento da potência transmitida para 1680 MW e 1638 MW, respectivamente. Assim sendo, para aplicação da análise modal nesta seção, partindo-se do caso em que os elos estão com 1400 MW, serão obtidos casos de fluxo de potência (regime permanente) com valores intermediários de potência (1450 MW, 1500 MW, 1550 MW etc.), até que os elos apresentem carregamentos mais próximos possíveis do ponto pós-distúrbio que sofreu colapso (1680 MW no elo 1 e 1638 MW no elo 2).

Além do teste de aumento da potência transmitida, serão efetuados outros testes para avaliação da estabilidade de tensão, tais como contingência de linhas de transmissão na rede CA receptora e variação da impedância de acoplamento entre os dois elos.

### **V.5.1 Teste 1 – Aumento da Potência Transmitida nos Elos CC**

A primeira parte das simulações consistiu em variar a potência injetada nos dois elos CC, partindo de 1400 MW, e calcular para cada ponto de operação o modo crítico (mínimo autovalor) da matriz Jacobiana-Reduzida, seguindo a metodologia descrita na Seção V.2.1. Adicionalmente, serão calculados também os fatores de participação associados ao modo crítico.

Como há duas barras CA conversoras em análise no sistema-teste, a dimensão da matriz Jacobiana-Reduzida é  $2 \times 2$  e, conseqüentemente, após a decomposição modal, serão obtidos dois autovalores. O primeiro caso no qual foi aplicada a análise modal foi aquele em que os dois elos estavam transmitindo 1400 MW. Nesse caso, os dois autovalores obtidos foram positivos, o que representa uma situação estável, segundo o critério de estabilidade de tensão. A partir daí, foram realizados acréscimos na potência injetada no elo 1 e depois no elo 2, com um passo de 50 MW, conforme apresentado na Tabela 2.

**Tabela 2: Resultado da decomposição modal para o teste de aumento da potência transmitida nos elos CC**

Caso	Autovalores da matriz Jacobiana-Reduzida		Modo crítico	Situação
Pd1 = 1400 MW e Pd2 =1400 MW	0,2435	0,6505	0,2435	Estável
Pd1 = 1450 MW e Pd2 =1400 MW	0,2351	0,6362	0,2351	Estável
Pd1 = 1450 MW e Pd2 =1450 MW	0,2274	0,6219	0,2274	Estável
Pd1 = 1500 MW e Pd2 =1450 MW	0,2183	0,6064	0,2183	Estável
Pd1 = 1500 MW e Pd2 =1500 MW	0,2096	0,5900	0,2096	Estável
Pd1 = 1550 MW e Pd2 =1500 MW	0,1993	0,5723	0,1993	Estável
Pd1 = 1550 MW e Pd2 =1550 MW	0,1892	0,5530	0,1892	Estável
Pd1 = 1600 MW e Pd2 =1550 MW	0,1778	0,5336	0,1778	Estável
Pd1 = 1600 MW e Pd2 =1600 MW	0,1663	0,5109	0,1663	Estável
Pd1 = 1650 MW e Pd2 =1600 MW	0,1521	0,4867	0,1521	Estável
Pd1 = 1650 MW e Pd2 =1650 MW	0,3605	-0,1085	-0,1085	Instável

Analisando a Tabela 2, pode-se notar que até o caso em que o elo 1 transmitia 1650 MW e o elo 2 transmitia 1600 MW, a situação era estável, já que o mínimo autovalor da matriz Jacobiana-Reduzida era sempre positivo. No ponto de operação em que os dois elos transportavam 1650 MW, um dos autovalores calculado passou a ser negativo e, portanto, o sistema tornou-se instável. Isso significa que nesse ponto, quando é aplicado um incremento positivo de potência reativa, a tensão no barramento de comutação CA é reduzida.

Comparando-se caso a caso da referida tabela, é possível perceber que à medida que a injeção de potência nos elos cresce, o modo crítico do sistema decresce progressivamente, ou seja, a margem de estabilidade do sistema vai ficando menor, até o mesmo tornar-se instável. O gráfico da Figura 32 retrata claramente essa situação.



**Figura 32: Comportamento do modo crítico do sistema-teste à medida que se eleva a potência injetada nos elos CC**

Para fins de comparação com a simulação dinâmica realizada na Seção V.4.1.1, a análise modal também foi aplicada ao caso em que os elos 1 e 2 transmitem, respectivamente, 1680 MW e 1638 MW, o mesmo ponto de operação da situação pós-distúrbio que havia apresentado colapso de tensão. A decomposição modal mostrou que, para esse caso, o modo crítico também é negativo, conforme apresentado na Tabela 3. Isso representa uma situação instável, o que está coerente com a simulação dinâmica ora realizada.

**Tabela 3: Resultado da decomposição modal para o caso em que os elos 1 e 2 transmitem 1680 MW e 1638 MW, respectivamente**

Caso	Autovalores da matriz Jacobiana-Reduzida		Modo crítico	Situação
Pd1 = 1680 MW e Pd2 = 1638 MW	0,3815	-0,1070	-0,1070	Instável

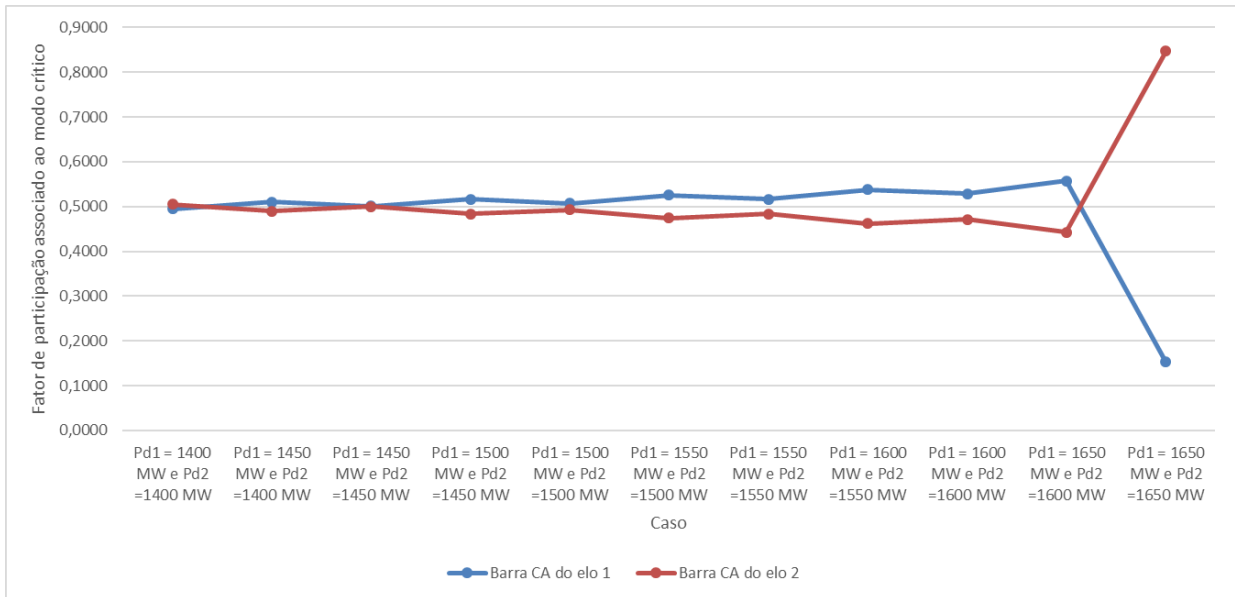
Foram analisados também os fatores de participação associados aos modos críticos de todos os pontos de operação apresentados na Tabela 2. Conforme relatado anteriormente, essa grandeza aponta as barras CA que possuem mais envolvimento com a instabilidade de

tensão. A Tabela 4 mostra os fatores de participação calculados para o modo crítico de cada caso.

**Tabela 4: Fatores de participação associados ao modo crítico no teste de aumento da potência transmitida nos elos CC**

Caso	Modo crítico	Situação	Fator de participação associado ao modo crítico	
			Barra CA do elo 1	Barra CA do elo 2
Pd1 = 1400 MW e Pd2 =1400 MW	0,2435	Estável	0,4953	0,5047
Pd1 = 1450 MW e Pd2 =1400 MW	0,2351	Estável	0,5100	0,4900
Pd1 = 1450 MW e Pd2 =1450 MW	0,2274	Estável	0,5005	0,4995
Pd1 = 1500 MW e Pd2 =1450 MW	0,2183	Estável	0,5168	0,4832
Pd1 = 1500 MW e Pd2 =1500 MW	0,2096	Estável	0,5074	0,4926
Pd1 = 1550 MW e Pd2 =1500 MW	0,1993	Estável	0,5258	0,4742
Pd1 = 1550 MW e Pd2 =1550 MW	0,1892	Estável	0,5167	0,4833
Pd1 = 1600 MW e Pd2 =1550 MW	0,1778	Estável	0,5376	0,4624
Pd1 = 1600 MW e Pd2 =1600 MW	0,1663	Estável	0,5288	0,4712
Pd1 = 1650 MW e Pd2 =1600 MW	0,1521	Estável	0,5577	0,4423
Pd1 = 1650 MW e Pd2 =1650 MW	-0,1085	Instável	0,1530	0,8470

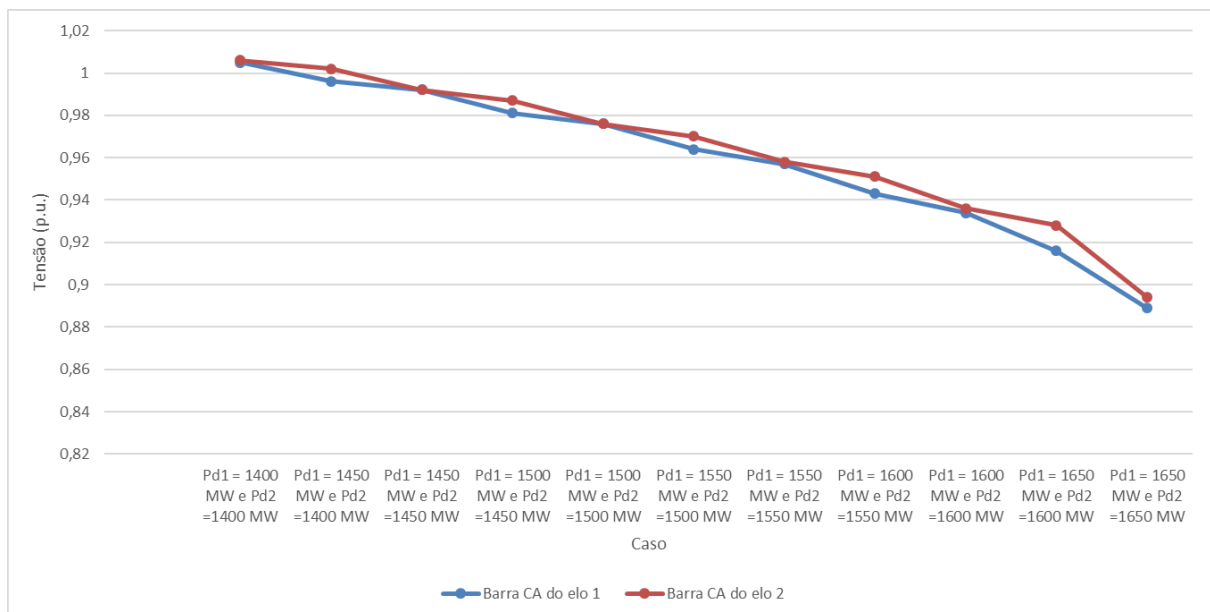
Pode-se verificar que, em todos os casos nos quais a potência injetada nos elos é desigual, a barra de comutação CA correspondente ao elo com maior injeção de potência apresenta fator de participação ligeiramente maior. Já nos casos em que os dois conversores recebem a mesma potência dos elos, os fatores de participação voltam a ficar praticamente iguais, já que as redes CA derivadas dos dois elos são idênticas. A Figura 33 reflete bem essa situação.



**Figura 33: Gráfico dos fatores de participação das barras de comutação CA para cada ponto de operação**

No caso em que o modo crítico é negativo (os dois elos com potência igual a 1650 MW), a barra CA do conversor derivado do elo 2 é a que tem o maior envolvimento com a instabilidade de tensão, significando que é nela a localização do sistema mais efetiva para implementar medidas corretivas.

Outro indício que mostra o quanto o aumento da potência transmitida nos elos CC é prejudicial à estabilidade de tensão é por meio dos valores de tensão em regime permanente nas barras CA dos conversores. O gráfico da Figura 34 mostra esse comportamento.



**Figura 34: Curva da potência injetada nos elos CC em função da tensão nas barras CA**

Verifica-se que quanto maior é a potência transmitida nos elos CC, menor é a tensão no sistema CA receptor, o que intuitivamente leva a crer que há uma menor margem de estabilidade de tensão. Pode-se fazer uma analogia da curva apresentada na Figura 34 com a curva P-V, apresentada na Seção IV.2, utilizada na teoria de estabilidade de tensão em sistemas puramente CA. Nesse caso, o ponto de operação em que os dois elos operam com potência igual a 1650 MW teria ultrapassado a “ponta do nariz” supondo que as cargas estivessem modeladas como potência constante.

## V.5.2 Teste 2 – Desligamento de Linhas na Rede CA Receptora

O segundo teste baseou-se na análise modal do sistema-teste após o desligamento de algumas linhas de transmissão que operavam em paralelo na rede CA receptora. Da mesma forma que foi feito no primeiro teste, serão calculados para cada ponto de operação o modo crítico da matriz Jacobiana-Reduzida, assim como os fatores de participação associados ao mesmo.

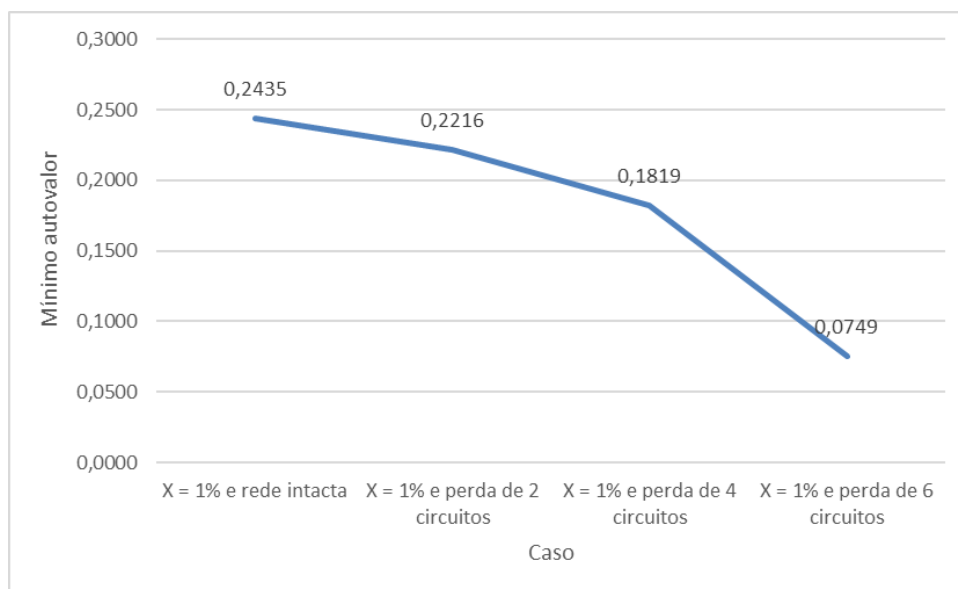
A fim de comparar os resultados da análise modal com aqueles obtidos nas simulações dinâmicas, preparou-se inicialmente quatro casos de fluxo de potência. O primeiro consiste no sistema da Figura 21 com a rede intacta. O segundo caso consiste no ponto de operação encontrado após o desligamento de duas linhas de transmissão, sendo uma linha na rede derivada de cada elo. O terceiro e o quarto casos representam o sistema após o desligamento de quatro (dois de cada lado) e seis (três de cada lado) circuitos, respectivamente. Cabe ressaltar que, em todos esses casos, a reatância das linhas de transmissão em paralelo é 1%. A Tabela 5 apresenta os resultados da decomposição modal para os referidos casos.

**Tabela 5: Resultado da decomposição modal para o teste de desligamento de linhas com reatância igual a 1%**

<b>Caso</b>	<b>Autovalores da matriz Jacobiana-Reduzida</b>		<b>Modo crítico</b>	<b>Situação</b>
X = 1% e rede intacta	0,6505	0,2435	0,2435	Estável
X = 1% e perda de 2 circuitos	0,6228	0,2216	0,2216	Estável
X = 1% e perda de 4 circuitos	0,5720	0,1819	0,1819	Estável
X = 1% e perda de 6 circuitos	0,4152	0,0749	0,0749	Estável

Pode-se notar que o desligamento de circuitos na rede receptora vai reduzindo progressivamente os valores dos modos críticos, aproximando assim o sistema da instabilidade. No caso em que seis linhas de transmissão foram desligadas, o autovalor

mínimo está bem próximo de zero, o que indica que o sistema está próximo ao limiar entre as regiões estável e instável. A Figura 35 apresenta graficamente esse resultado. De fato, isso está de acordo com as simulações dinâmicas que mostraram que a rede sem esses seis circuitos entra em colapso de tensão após um degrau de apenas 2% na ordem de potência do retificador do elo 1.



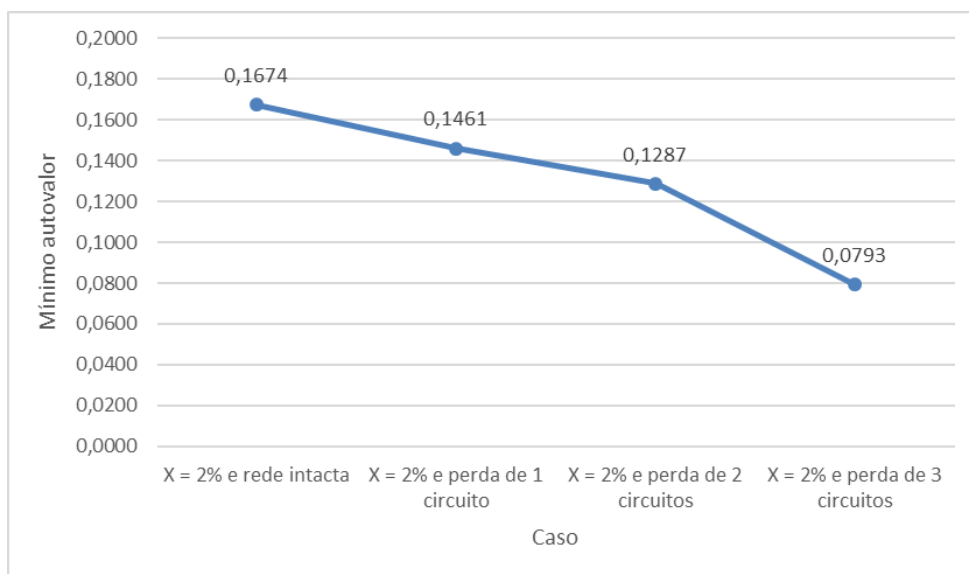
**Figura 35: Comportamento do modo crítico à medida que circuitos (com X = 1%) são desligados**

O passo seguinte foi fazer a mesma análise, porém considerando que a reatância dos circuitos em paralelo seja 2%, o que reduz ainda mais a potência de curto-circuito nos barramentos da rede receptora. Nesse caso, foi possível simular somente o desligamento de até três circuitos, já que a solução de fluxo de potência após a retirada do quarto circuito não converge. Os resultados da decomposição modal para os pontos de operação analisados são exibidos na Tabela 6 e Figura 36.

**Tabela 6: Resultado da decomposição modal para o teste de desligamento de linhas com reatância igual a 2%**

Caso	Autovalores da matriz Jacobiana-Reduzida		Modo crítico	Situação
X = 2% e rede intacta	0,5411	0,1674	0,1674	Estável
X = 2% e perda de 1 circuito	0,5144	0,1461	0,1461	Estável
X = 2% e perda de 2 circuitos	0,4857	0,1287	0,1287	Estável
X = 2% e perda de 3 circuitos	0,4190	0,0793	0,0793	Estável





**Figura 36: Comportamento do modo crítico à medida que circuitos (com X = 2%) são desligados**

Pode-se perceber que, embora sejam valores pequenos, o ponto de operação com a rede intacta e reatância igual a 2% (0,1674) apresenta um modo crítico aproximadamente 30% menor quando comparado ao caso com rede intacta e reatância igual a 1% (0,2435), o que era de se esperar devido ao enfraquecimento do sistema receptor. Ademais, o caso em que três circuitos foram desligados, o autovalor mínimo aproximou-se bastante de zero, o que indica que o sistema está perto da fronteira entre as regiões estável e instável.

Em seguida, foram calculados os fatores de participação associado aos modos críticos para todos os pontos de operação mostrados na Tabela 6. Esse resultado encontra-se na Tabela 7.

**Tabela 7: Fatores de participação associados ao modo crítico no teste de desligamento de linhas na rede CA receptora**

Caso	Modo crítico	Situação	Fator de participação associado ao modo crítico	
			Barra CA do elo 1	Barra CA do elo 2
X = 2% e rede intacta	0,1674	Estável	0,4870	0,5130
X = 2% e perda de 1 circuito	0,1461	Estável	0,4415	0,5585
X = 2% e perda de 2 circuitos	0,1287	Estável	0,4801	0,5199
X = 2% e perda de 3 circuitos	0,0793	Estável	0,3812	0,6188

Constata-se inicialmente que, conforme a teoria apresentada na Seção IV.4.2, a soma dos fatores de participação em todos os pontos de operação é igual a um. O caso em que três circuitos foram desligados é o que apresenta maior discrepância entre os fatores de participação. Isso se justifica pelo fato de que dos três circuitos desligados, dois eram derivados do conversor do elo 2 e o outro era proveniente do elo 1, conforme mostra a Figura 37.

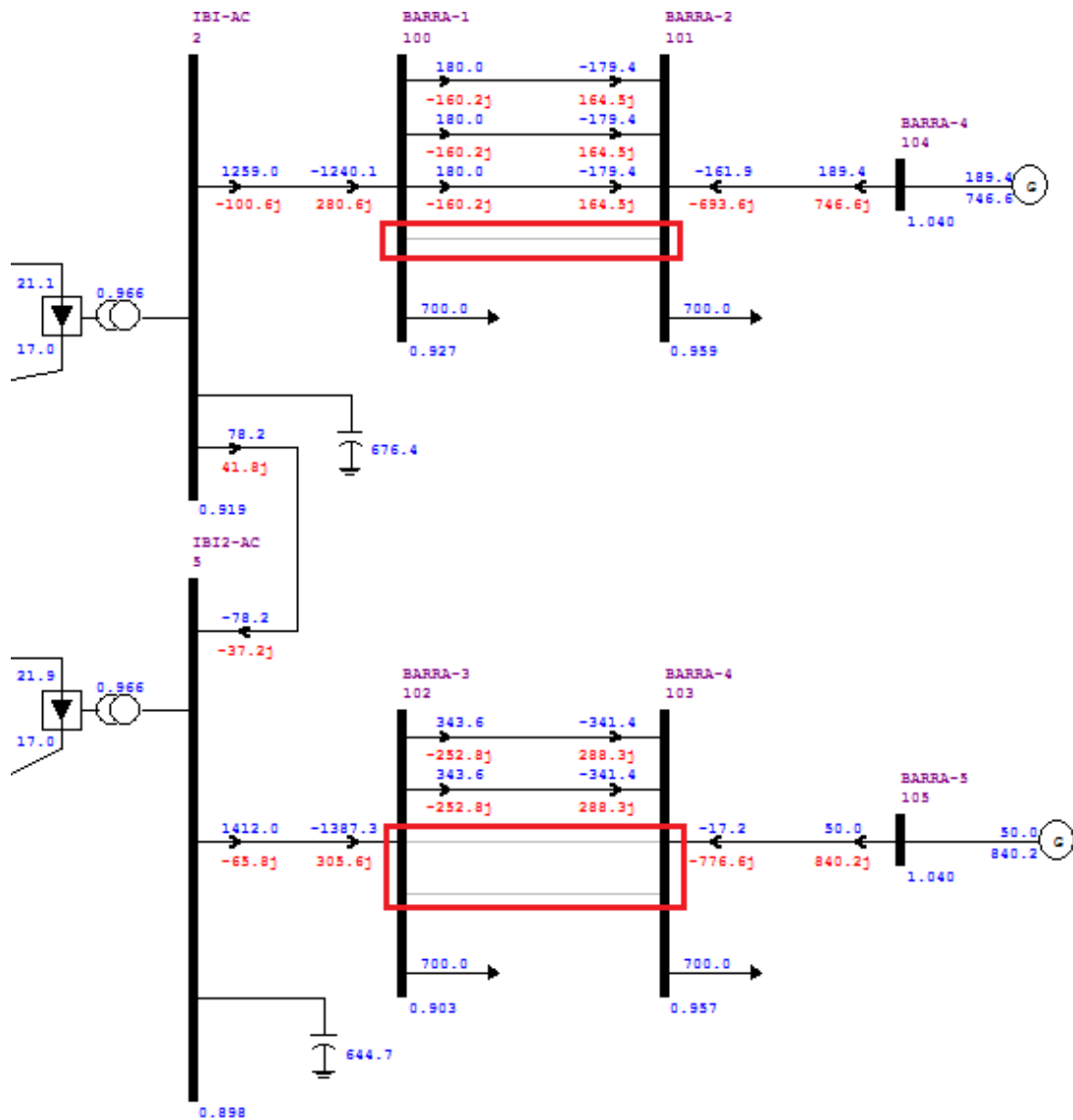


Figura 37: Sistema-teste com um circuito desligado proveniente do conversor 1 e dois circuitos desligados provenientes do conversor 2

Nessa nova configuração, a potência de curto-circuito da barra CA do conversor 1 certamente é maior que a da barra do conversor 2, ou seja, a rede CA derivada do elo 1 é mais forte do que a do elo 2. Assim sendo, é coerente o resultado da análise modal em que é mostrado que o fator de participação da barra do conversor 2 (0,6188) é maior que o da barra

do conversor 1 (0,3812). Esse fato revela que a barra CA do conversor 2 é a que possui o maior envolvimento com a instabilidade de tensão e, portanto, é nela a localização do sistema mais eficaz para implementar medidas corretivas.

Assim sendo, para o caso em questão (referente à Figura 37), foi instalado um compensador síncrono na rede CA proveniente do conversor 2, conforme destacado na Figura 38.

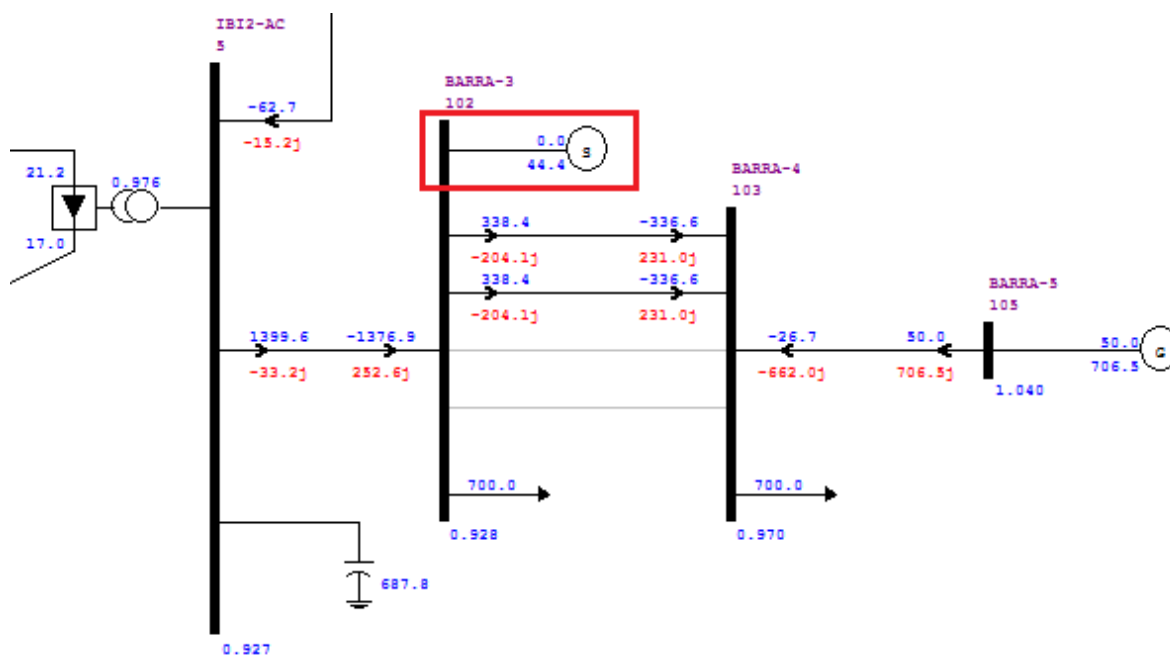


Figura 38: Instalação de um compensador síncrono em uma das barras CA derivadas do elo 2

Foi aplicado então o método da análise modal para esse caso com o compensador síncrono. A Tabela 8 faz uma comparação entre os resultados obtidos antes e depois da implantação da medida corretiva.

Tabela 8: Resultado da decomposição modal antes e depois da implementação do compensador síncrono

Caso	Modo crítico	Situação	Fator de participação associado ao modo crítico	
			Barra CA do elo 1	Barra CA do elo 2
X = 2% e perda de 3 circuitos – Sem CS	0,0793	Estável	0,3812	0,6188
X = 2% e perda de 3 circuitos – Com CS	0,2556	Estável	0,9250	0,0750

A primeira constatação que pode ser feita refere-se ao modo crítico do sistema. Como esperado, a inserção do compensador síncrono afastou consideravelmente o sistema da instabilidade, já que o modo crítico do caso em que o mesmo está presente (0,2556) é entre três e quatro vezes maior do que o caso em que não há síncrono (0,0793).

A conclusão seguinte diz respeito ao comportamento dos fatores de participação associados ao modo crítico. Conforme relatado anteriormente, antes da implementação da medida corretiva, a barra CA do conversor derivado do elo 2 era a que tinha o maior envolvimento com a instabilidade de tensão, com fator de participação de aproximadamente 62%.

Entretanto, a instalação do compensador síncrono na rede oriunda do elo 2 fez com que a barra CA do conversor 1 passasse a ter a maior participação na instabilidade de tensão, apresentando um fator de aproximadamente 93%. Isso é justificado pelo fato do compensador ter sido instalado numa barra eletricamente mais próxima do inversor 2 do que do inversor 1. Tal resultado mostra-se totalmente coerente com a realidade, visto que a presença de um compensador síncrono na rede aumenta de forma notável a robustez do sistema e é capaz de fornecer mais potência reativa para a rede, ampliando assim a margem de estabilidade.

### **V.5.3 Teste 3 – Variação da Impedância de Acoplamento Entre os Elos CC**

Nas análises realizadas até aqui, a impedância que interliga os dois elos CC foi mantida fixa no valor de 5%. Por sua vez, o terceiro teste consistiu na variação dessa impedância de acoplamento entre os elos quando os mesmos estão transmitindo igualmente 1000 MW. O objetivo é avaliar a estabilidade de tensão em diversos pontos de operação, desde o caso em que os dois conversores estão eletricamente próximos até o caso em que as redes derivadas de cada elo estão completamente afastadas.

Assim como foi feito nos testes anteriores, o método da análise modal será aplicado em cada ponto, de forma a obter o mínimo autovalor da matriz Jacobiana-Reduzida, bem como os fatores de participação associados ao mesmo. A Figura 39 destaca a linha de transmissão cuja impedância será variada.

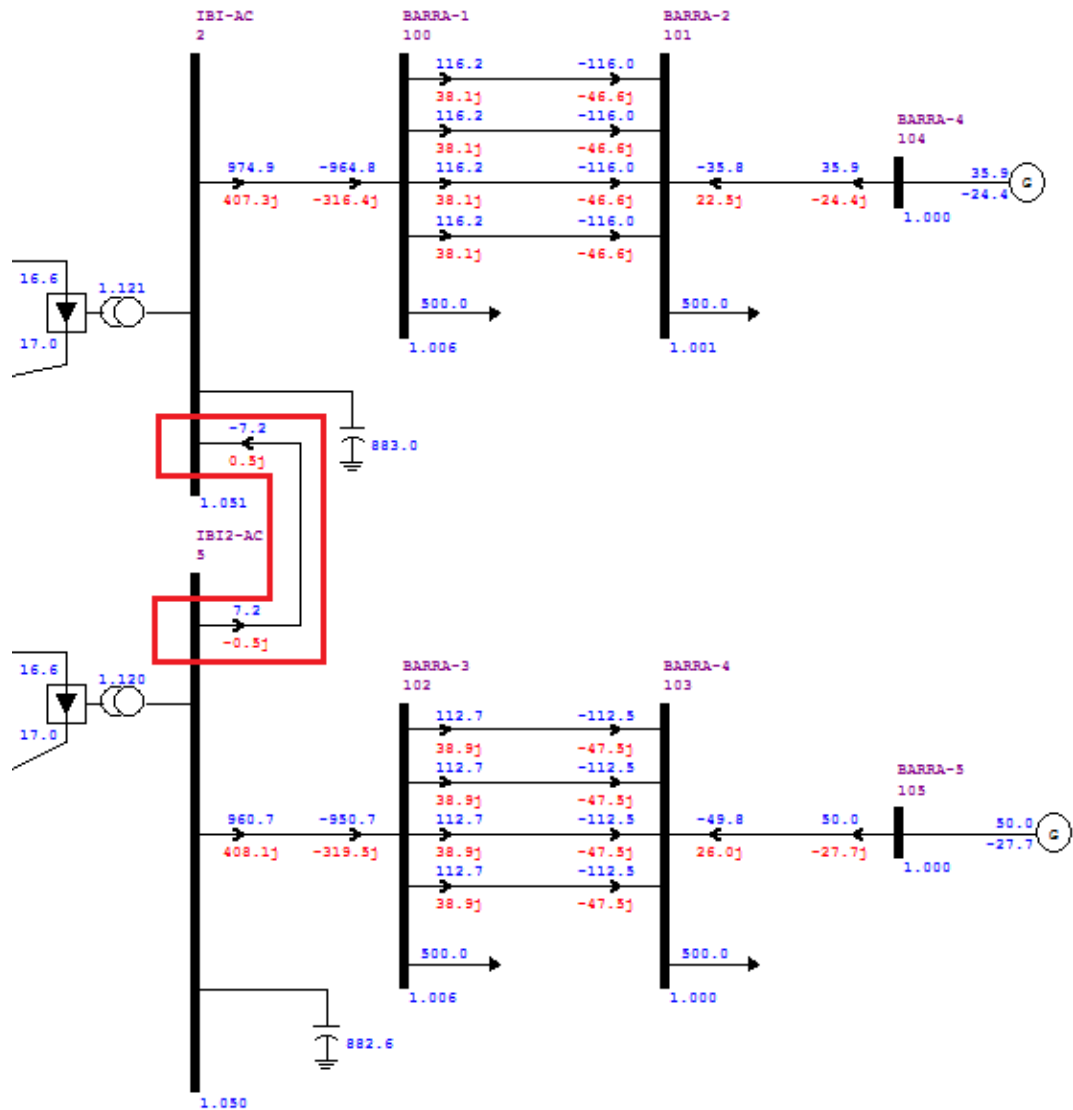


Figura 39: Linha de transmissão entre os elos 1 e 2 que terá sua impedância variada

A reatância do referido circuito foi então variada de 0,1% a 40%. O caso relativo à reatância de 0,1% pode, grosso modo, ser interpretado como um único elo CC operando na configuração bipolar, o que significaria que os dois elos estariam transmitindo potência para o mesmo ponto elétrico.

Os resultados da decomposição modal para todos os pontos de operação analisados são apresentados na Tabela 9.

**Tabela 9: Resultado da decomposição modal para o teste de variação da impedância de acoplamento entre os elos**

Caso	Modo crítico	Situação	Fator de participação associado ao modo crítico	
			Barra CA do elo 1	Barra CA do elo 2
X_Acopl = 0,1%	0,3269	Estável	0,5000	0,5000
X_Acopl = 0,5%	0,3269	Estável	0,5000	0,5000
X_Acopl = 1%	0,3269	Estável	0,5000	0,5000
X_Acopl = 1,5%	0,3269	Estável	0,5000	0,5000
X_Acopl = 2%	0,3269	Estável	0,4999	0,5001
X_Acopl = 2,5%	0,3269	Estável	0,4999	0,5001
X_Acopl = 3%	0,3269	Estável	0,4999	0,5001
X_Acopl = 3,5%	0,3269	Estável	0,4998	0,5002
X_Acopl = 4%	0,3269	Estável	0,4998	0,5002
X_Acopl = 4,5%	0,3269	Estável	0,4998	0,5002
X_Acopl = 5%	0,3269	Estável	0,4998	0,5002
X_Acopl = 10%	0,3269	Estável	0,4994	0,5006
X_Acopl = 15%	0,3268	Estável	0,4989	0,5011
X_Acopl = 20%	0,3268	Estável	0,4984	0,5016
X_Acopl = 25%	0,3268	Estável	0,4979	0,5021
X_Acopl = 30%	0,3268	Estável	0,4973	0,5027
X_Acopl = 35%	0,3268	Estável	0,4967	0,5033
X_Acopl = 40%	0,3268	Estável	0,4961	0,5039

Pode-se notar que, desprezando diferenças numéricas ínfimas, os modos críticos são idênticos e positivos para todos os casos analisados, mostrando que o sistema é estável independente da distância elétrica entre os inversores. O mesmo ocorre para os fatores de participação nas barras CA das conversoras, que são iguais a 50% em todos os pontos de operação, o que significa que os dois conversores em análise têm sempre o mesmo envolvimento na estabilidade de tensão ainda que ocorra o afastamento das redes receptoras.

A justificativa para as constatações supracitadas é que as redes CA derivadas dos dois elos CC são absolutamente idênticas. Adicionalmente, a potência de 1000 MW transmitida nos mesmos é relativamente baixa quando comparada aos valores adotados nos casos da Seção V.5.1 em que ocorreu colapso. Conclui-se, portanto, que nos casos analisados uma rede CA acaba não interferindo na outra, no que se refere à estabilidade de tensão do sistema como um todo.

De forma a eliminar a “simetria” entre os sistemas CA derivados de cada elo, foram desligados três circuitos da rede CA proveniente do elo 1, conforme mostra a Figura 40. Dessa maneira, a rede oriunda do elo 2 passa a ser bem mais robusta (maior potência de curto-circuito) que aquela do elo 1.

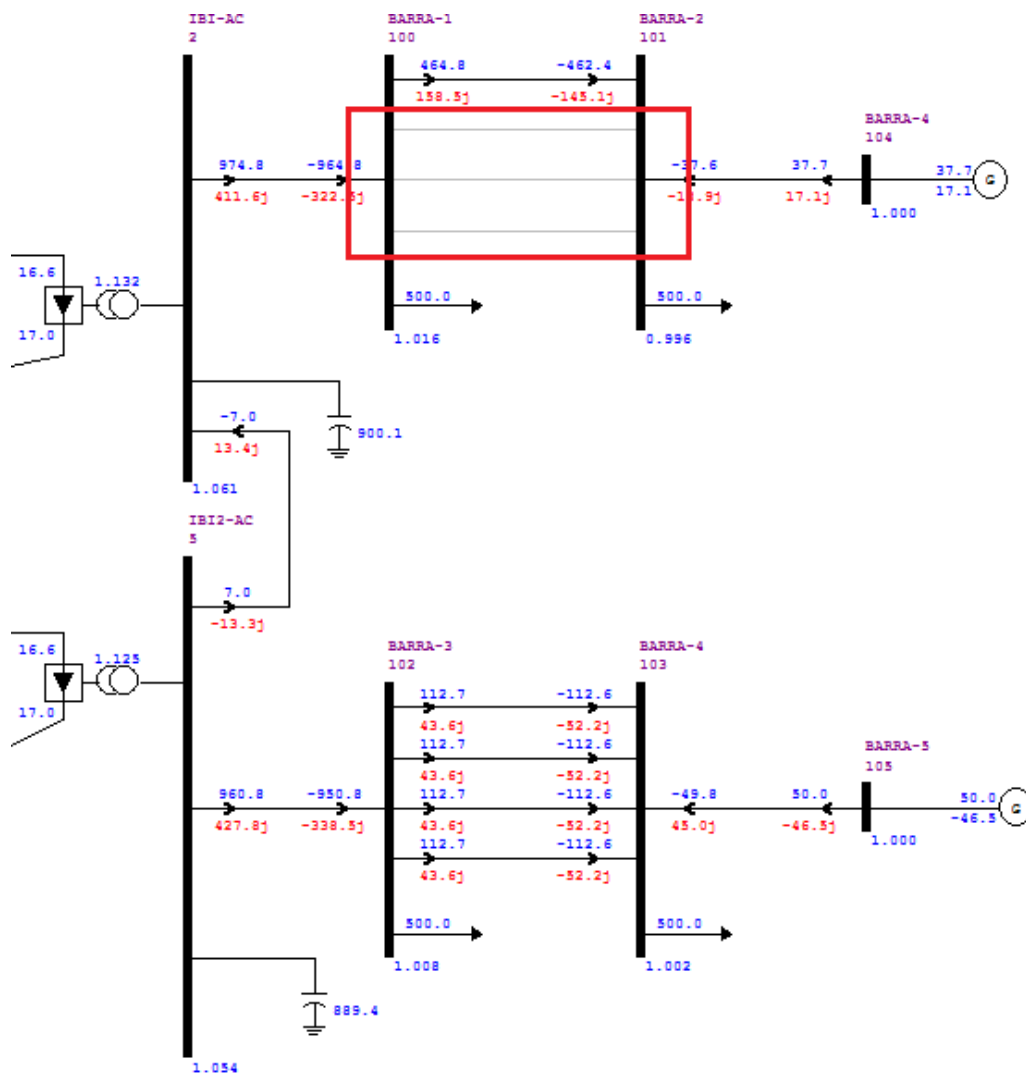


Figura 40: Desligamento de três circuitos da rede CA derivada do elo 1

Foram então refeitas as simulações com o intuito de avaliar, nessa nova configuração, o nível de influência de uma rede receptora na outra à medida que ocorre o afastamento das mesmas. Os resultados da aplicação do método de análise modal nos novos pontos de operação são retratados na Tabela 10.

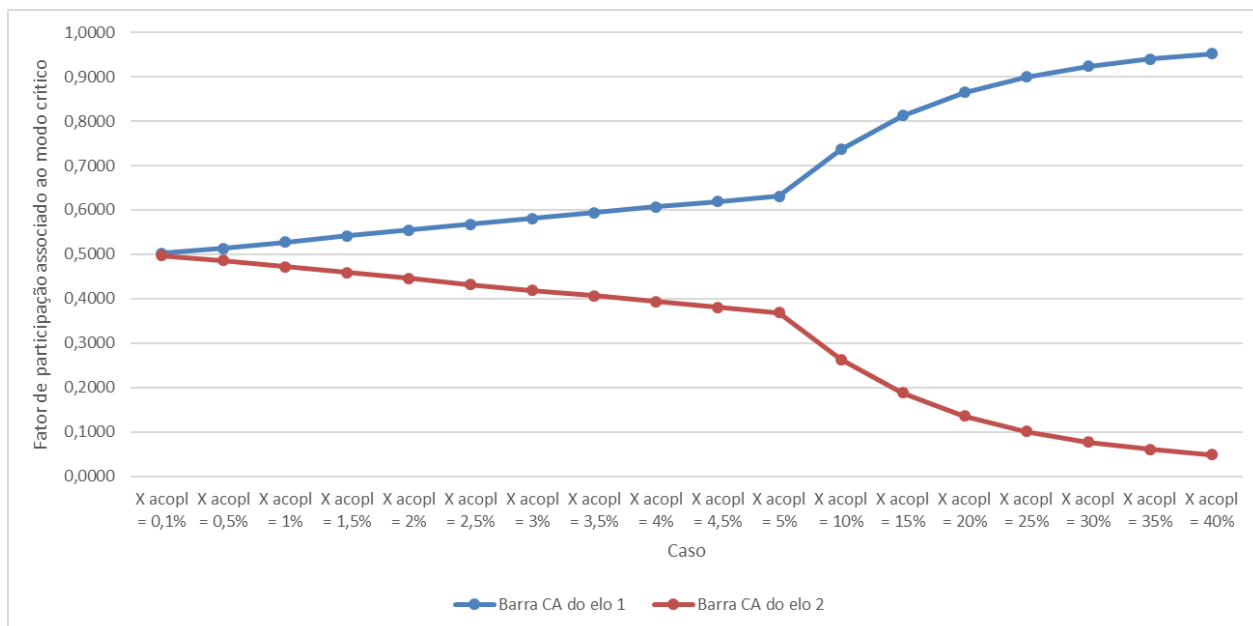
**Tabela 10: Resultado da decomposição modal para o teste de variação da impedância de acoplamento entre os elos com a nova configuração de rede**

Caso	Modo crítico	Situação	Fator de participação associado ao modo crítico	
			Barra CA do elo 1	Barra CA do elo 2
X_Acopl = 0,1%	0,2675	Estável	0,5028	0,4972
X_Acopl = 0,5%	0,2668	Estável	0,5138	0,4862
X_Acopl = 1%	0,2660	Estável	0,5276	0,4724
X_Acopl = 1,5%	0,2651	Estável	0,5412	0,4588
X_Acopl = 2%	0,2643	Estável	0,5546	0,4454
X_Acopl = 2,5%	0,2635	Estável	0,5679	0,4321
X_Acopl = 3%	0,2628	Estável	0,5810	0,4190
X_Acopl = 3,5%	0,2620	Estável	0,5939	0,4061
X_Acopl = 4%	0,2612	Estável	0,6065	0,3935
X_Acopl = 4,5%	0,2604	Estável	0,6190	0,3810
X_Acopl = 5%	0,2597	Estável	0,6311	0,3689
X_Acopl = 10%	0,2527	Estável	0,7368	0,2632
X_Acopl = 15%	0,2469	Estável	0,8127	0,1873
X_Acopl = 20%	0,2421	Estável	0,8644	0,1356
X_Acopl = 25%	0,2383	Estável	0,8993	0,1007
X_Acopl = 30%	0,2352	Estável	0,9231	0,0769
X_Acopl = 35%	0,2326	Estável	0,9398	0,0602
X_Acopl = 40%	0,2305	Estável	0,9519	0,0481

Pode-se constatar que à medida que os sistemas receptores se afastam, o valor do modo crítico reduz lentamente, isto é, o sistema vai se aproximando aos poucos da região instável.

É notório também que, desde o caso em que os dois inversores estão eletricamente mais próximos (reatância igual a 0,1%), o fator de participação da barra CA do elo 1 é maior que o do elo 2. Esse resultado era esperado, haja vista que a rede CA derivada do elo 1 está mais fraca por causa do desligamento de três circuitos. Porém, no caso em questão, a diferença entre os fatores de participação das duas barras CA de comutação é pequena já que o sistema forte derivado do elo 2 encontra-se localizado praticamente no mesmo ponto elétrico do elo 1. O comportamento dos fatores de participação pode ser melhor analisado observando-se a Figura 41.





**Figura 41: Comportamento dos fatores de participação em função do aumento da impedância de acoplamento**

À medida que o valor da impedância de acoplamento cresce, vai ficando mais evidente que a barra CA do elo 1 tem a maior participação na estabilidade de tensão (fator de participação representado na curva azul aumenta), indicando que é nela a localização do sistema mais efetiva para implementar medidas caso se pretenda aumentar a margem de estabilidade. No último ponto de operação analisado, por exemplo, essa barra tem aproximadamente 95% de participação na estabilidade de tensão.

## V.6 Cálculo dos Índices *Multi-Infeed* no Sistema-Teste

Esta seção tem como objetivo apresentar os resultados dos cálculos dos índices *multi-infeed* para os casos analisados na Seção V.5. Esses índices foram calculados para as duas barras CA de comutação presentes no sistema-teste, seguindo a metodologia apresentada na Seção V.2.2. Tais grandezas mostram-se importantes para complementar os resultados obtidos anteriormente por meio da aplicação do método de análise modal.

### V.6.1 Teste 1 – Aumento da Potência Transmitida nos Elos CC

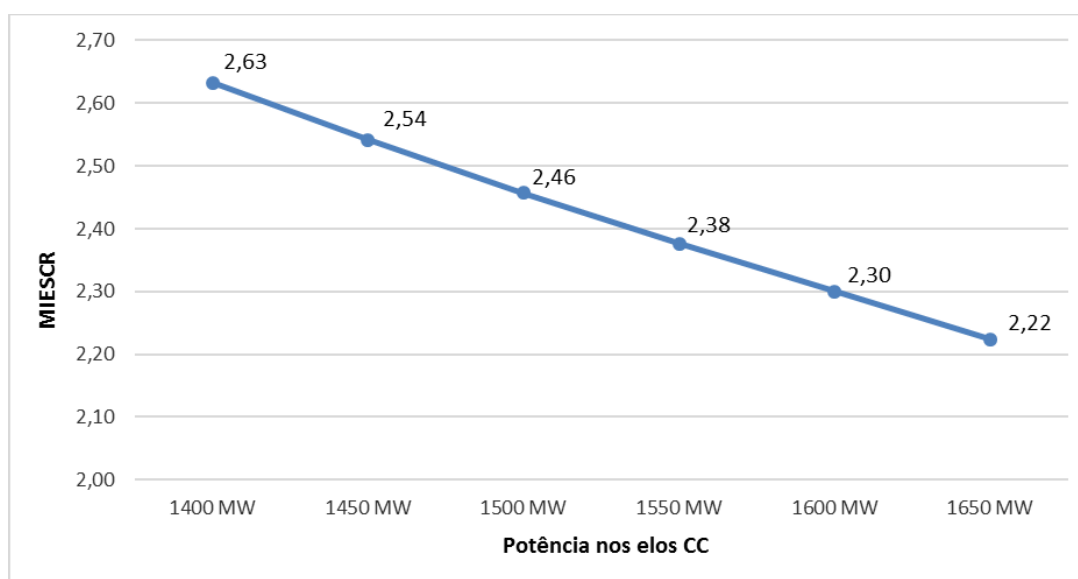
A primeira parte dos cálculos dos índices *multi-infeed* foi efetuada para os casos em que se elevou gradativamente a potência injetada nos dois elos CC. As grandezas calculadas foram o SCR e ESCR, além do MISCR e MIESCR, esses últimos que consideram a influência do outro elo de corrente contínua. Porém, serão mostrados aqui somente os valores de ESCR

e MIESCR, por levarem em consideração a presença dos filtros. Os resultados são apresentados na Tabela 11.

**Tabela 11: Índices *multi-infeed* para o teste de aumento da potência transmitida nos elos CC**

Caso	Barra CA do conversor 1		Barra CA do conversor 2	
	ESCR	MIESCR	ESCR	MIESCR
Pd1 = 1400 MW e Pd2 =1400 MW	3,59	2,63	3,59	2,64
Pd1 = 1450 MW e Pd2 =1400 MW	3,46	2,57	3,59	2,61
Pd1 = 1450 MW e Pd2 =1450 MW	3,46	2,54	3,46	2,54
Pd1 = 1500 MW e Pd2 =1450 MW	3,35	2,48	3,46	2,52
Pd1 = 1500 MW e Pd2 =1500 MW	3,35	2,46	3,35	2,46
Pd1 = 1550 MW e Pd2 =1500 MW	3,24	2,40	3,35	2,42
Pd1 = 1550 MW e Pd2 =1550 MW	3,24	2,38	3,24	2,36
Pd1 = 1600 MW e Pd2 =1550 MW	3,14	2,32	3,24	2,34
Pd1 = 1600 MW e Pd2 =1600 MW	3,14	2,30	3,14	2,28
Pd1 = 1650 MW e Pd2 =1600 MW	3,04	2,25	3,14	2,26
Pd1 = 1650 MW e Pd2 =1650 MW	3,04	2,22	3,04	2,21

Conforme esperado, pode-se notar que os valores de MIESCR são sempre menores que os de ESCR. Isto é, a utilização do MIESCR em detrimento ao ESCR é uma ação conservadora, pois leva em consideração o outro elo CC. Outra constatação é que à proporção que se aumenta a potência transmitida nos elos CC, menores são os índices *multi-infeed* do sistema receptor, como mostrado graficamente na Figura 42 para a barra CA do conversor 1.



**Figura 42: Gráfico do MIESCR na barra CA do conversor 1 em função da potência injetada nos elos CC**

A queda nos índices *multi-infeed* também é um indicativo de que o sistema se aproxima da instabilidade. Contudo, a análise apenas dos índices não é determinante para saber se o sistema está numa região estável ou instável. Por exemplo, o caso que a análise modal mostrou ser instável (os dois elos transportando 1650 MW) possui um MIESCR de aproximadamente 2,20, enquanto que o ponto de operação imediatamente anterior (potência do elo 1 igual a 1650 MW e do elo 2 igual a 1600 MW) apresenta valor de MIESCR em torno de 2,25 e é estável. Embora seja conhecido que valores de MIESCR nessa ordem de grandeza representem sistemas fracos, somente a análise modal é taxativa quanta à definição sobre qual região o sistema está operando, estável ou instável.

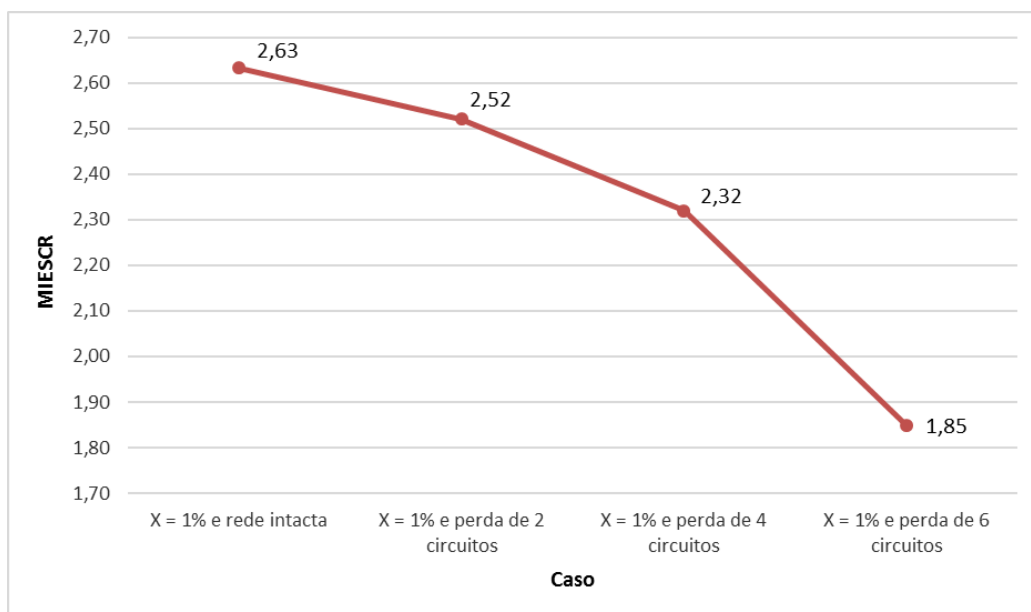
## V.6.2 Teste 2 – Desligamento de Linhas na Rede CA Receptora

O segundo teste foi calcular os índices *multi-infeed* para os casos em que os circuitos do sistema CA receptor foram sendo desligados progressivamente. Similarmente à seção anterior, são apresentados a seguir somente os valores de ESCR e MIESCR. A Tabela 12 mostra os resultados obtidos quando a reatância das linhas é igual a 1%.

Tabela 12: Índices *multi-infeed* para o teste de desligamento de linhas com reatância igual a 1%

Caso	Barra CA do conversor 1		Barra CA do conversor 2	
	ESCR	MIESCR	ESCR	MIESCR
X = 1% e rede intacta	3,59	2,63	3,59	2,64
X = 1% e perda de 2 circuitos	3,46	2,52	3,46	2,53
X = 1% e perda de 4 circuitos	3,24	2,32	3,24	2,33
X = 1% e perda de 6 circuitos	2,70	1,85	2,70	1,86

Como esperado, a redução da potência de curto-circuito no sistema receptor provocado pelos desligamentos dos circuitos faz com que os índices caiam. A análise modal mostrou que, para o caso em que 6 circuitos são desligados, o sistema estava na fronteira entre as regiões estável e instável. Pela Tabela 12, nota-se que esse limite representa um MIESCR em torno de 1,85. A Figura 43 mostra o gráfico de MIESCR na barra CA do conversor 1 nos diferentes pontos de operação.



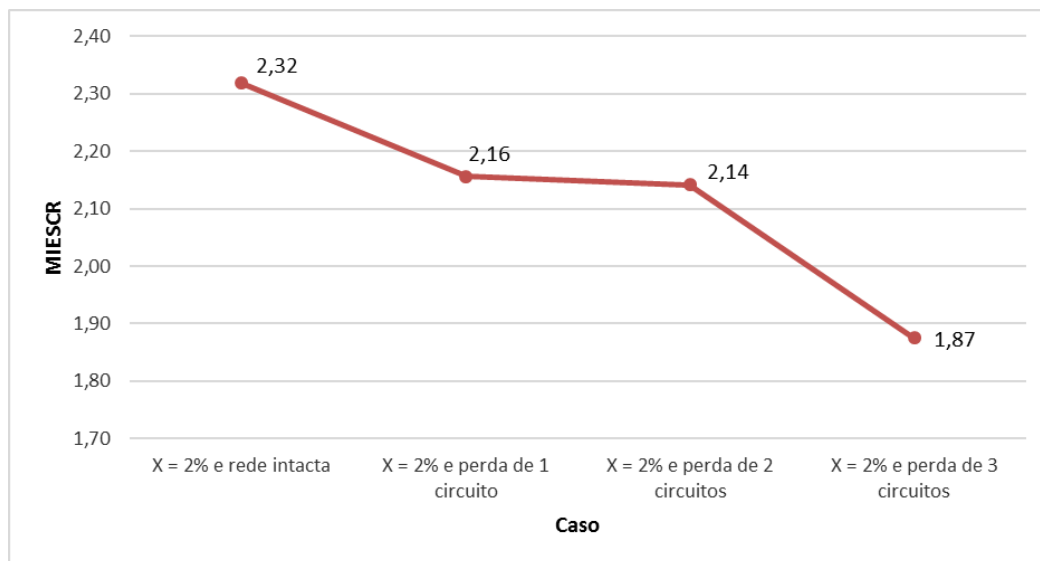
**Figura 43: Gráfico do MIESCR na barra CA do conversor 1 em função do desligamento de linhas com reatância igual a 1%**

O passo seguinte foi fazer a mesma análise, porém considerando que a reatância dos circuitos em paralelo seja 2%, o que reduz ainda mais a potência de curto-circuito nos barramentos da rede receptora. A Tabela 13 expõe os resultados para esses casos.

**Tabela 13: Índices *multi-infeed* para o teste de desligamento de linhas com reatância igual a 2%**

Caso	Barra CA do conversor 1		Barra CA do conversor 2	
	ESCR	MIESCR	ESCR	MIESCR
X = 2% e rede intacta	3,24	2,32	3,24	2,33
X = 2% e perda de 1 circuitos	3,06	2,16	3,22	2,31
X = 2% e perda de 2 circuitos	3,04	2,14	3,04	2,15
X = 2% e perda de 3 circuitos	2,74	1,87	3,00	2,12

Comparando-se os casos da Tabela 12 e da Tabela 13 em que houve o desligamento de dois circuitos, verifica-se que o valor de MIESCR passa de 2,32 do caso com reatância das linhas igual a 1% para 2,14 quando a reatância é 2%. A Figura 44 mostra o gráfico de MIESCR na barra CA do conversor 1 nos diferentes pontos de operação quando a reatância é 2%.



**Figura 44: Gráfico do MIESCR na barra CA do conversor 1 em função do desligamento de linhas com reatância igual a 2%**

É possível perceber uma pequena variação no MIESCR do caso sem um circuito para o caso sem dois circuitos. Isso acontece porque o segundo circuito desligado é derivado do elo 2, ao passo que o MIESCR em questão está sendo calculado na barra CA do conversor 1. Assim sendo, os índices mais influenciados após o desligamento do segundo circuito são aqueles calculados na barra do conversor 2, conforme pode ser comprovado na Tabela 13.

Adicionalmente, comparando-se os valores de MIESCR da Figura 43 e da Figura 44, do ponto de vista de estabilidade de tensão estática, o caso de desligamento de seis circuitos para  $X = 1\%$  é mais severo que o caso de desligamento de três circuitos para  $X = 2\%$ , pois possui um MIESCR menor ( $1,85 < 1,87$ ). De fato, essa informação é confirmada ao se observar a análise modal aplicada na Seção V.5.2, onde o modo crítico era 0,0749 para o primeiro caso (desligamento de seis circuitos para  $X = 1\%$ ) e 0,0793 para o segundo caso (desligamento de três circuitos para  $X = 2\%$ ).

Em seguida, foi considerada a inserção de um compensador síncrono no sistema CA derivado do conversor 1 para o caso com a rede intacta, a fim de ver a efetividade dessa medida corretiva no comportamento dos índices *multi-infeed*. Esse resultado é apresentado na Tabela 14.

**Tabela 14: Índices *multi-infeed* antes e depois da inserção do compensador síncrono**

Caso	Barra CA do conversor 1		Barra CA do conversor 2	
	ESCR	MIESCR	ESCR	MIESCR
X = 2% e rede intacta - Sem CS	3,24	2,32	3,24	2,33
X = 2% e rede intacta - Com CS	7,52	5,40	3,48	2,94

É notório que a inserção do compensador síncrono elevou os índices do sistema como um todo, ampliando assim a margem de estabilidade. Porém, pode-se perceber que a influência foi muito maior nos índices calculados na barra CA do conversor 1, os quais tiveram seus valores mais do que dobrados. Esse resultado é coerente, já que a medida corretiva foi instalada na rede CA oriunda do elo 1.

### V.6.3 Teste 3 – Variação da Impedância de Acoplamento Entre os Elos CC

O terceiro teste foi calcular os índices *multi-infeed* para os casos em que se variou a impedância de acoplamento entre os dois elos CC. Assim como nas seções anteriores, são apresentados a seguir os valores de ESCR e MIESCR. A Tabela 15 mostra os resultados obtidos considerando a rede intacta (vide Figura 39).

Tabela 15: Índices *multi-infeed* para o teste de variação da impedância de acoplamento entre os elos com a rede intacta

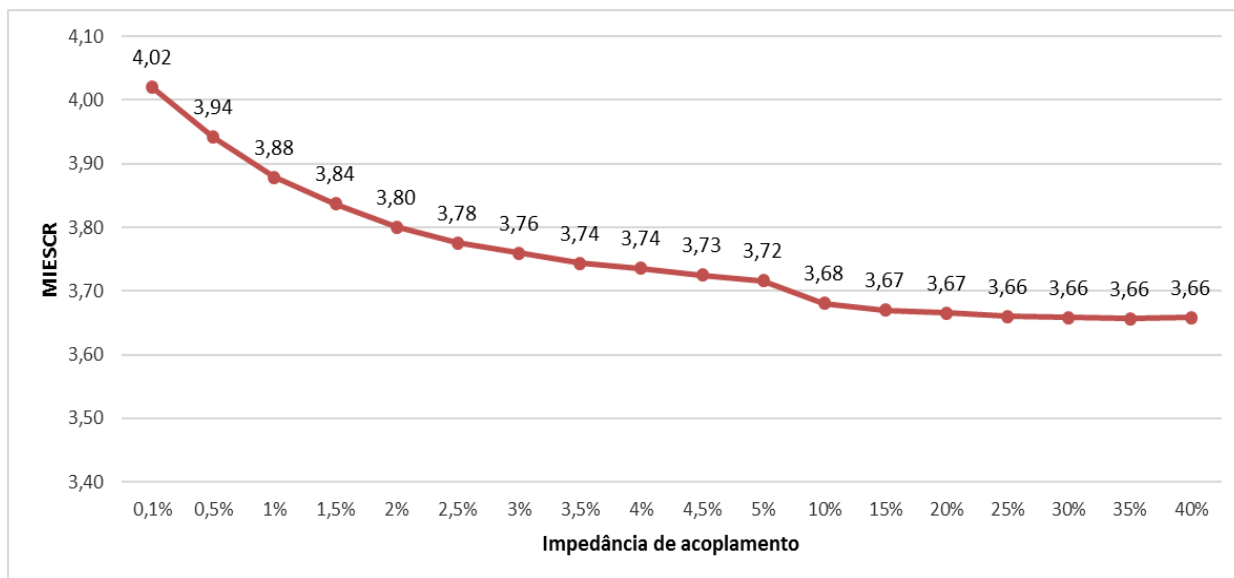
Caso	Barra CA do conversor 1		Barra CA do conversor 2	
	ESCR	MIESCR	ESCR	MIESCR
X_Acopl = 0,1%	7,90	4,02	7,90	4,02
X_Acopl = 0,5%	7,28	3,94	7,28	3,94
X_Acopl = 1%	6,72	3,88	6,72	3,88
X_Acopl = 1,5%	6,31	3,84	6,31	3,83
X_Acopl = 2%	6,00	3,80	6,00	3,80
X_Acopl = 2,5%	5,75	3,78	5,75	3,78
X_Acopl = 3%	5,55	3,76	5,55	3,76
X_Acopl = 3,5%	5,38	3,74	5,38	3,74
X_Acopl = 4%	5,24	3,74	5,24	3,73
X_Acopl = 4,5%	5,13	3,73	5,13	3,72
X_Acopl = 5%	5,02	3,72	5,02	3,71
X_Acopl = 10%	4,46	3,68	4,46	3,68
X_Acopl = 15%	4,22	3,67	4,22	3,67
X_Acopl = 20%	4,09	3,67	4,09	3,66
X_Acopl = 25%	4,01	3,66	4,01	3,65
X_Acopl = 30%	3,95	3,66	3,95	3,65
X_Acopl = 35%	3,91	3,66	3,91	3,65
X_Acopl = 40%	3,88	3,66	3,88	3,65

Pode-se notar que, para baixos valores de impedância de acoplamento, a utilização do índice ESCR ao invés do MIESCR pode mascarar o resultado. Isso acontece porque quanto

mais próximos eletricamente estão os elos CC, mais eles interagem entre si, e o ESCR não leva em consideração esse efeito *multi-infeed*.

Por exemplo, no caso em que a reatância entre os elos é igual a 0,1%, o MIESCR é aproximadamente metade do índice ESCR, o que faz sentido, já que esse caso pode ser interpretado como um único elo CC operando na configuração bipolar. Fazendo-se essa suposição, a potência injetada no mesmo ponto elétrico seria o dobro (configuração bipolar), e, portanto, o índice ESCR seria reduzido à metade.

À medida que as redes CA receptoras se afastam, a diferença entre os índices ESCR e MIESCR vai reduzindo, tendo em vista que a influência de um elo sobre o outro diminui. Adicionalmente, quando as duas redes estão muito afastadas, o índice MIESCR tende para um determinado valor, que no caso em análise é aproximadamente 3,65. A Figura 45 retrata bem essa situação para a barra CA do conversor 1.



**Figura 45: Gráfico do MIESCR na barra CA do conversor 1 em função da impedância de acoplamento com a rede intacta**

Em seguida, foram realizados os mesmos cálculos para uma nova configuração de rede, após o desligamento de três circuitos da rede CA proveniente do elo 1 (vide Figura 40). A Tabela 16 mostra os resultados para esse caso.

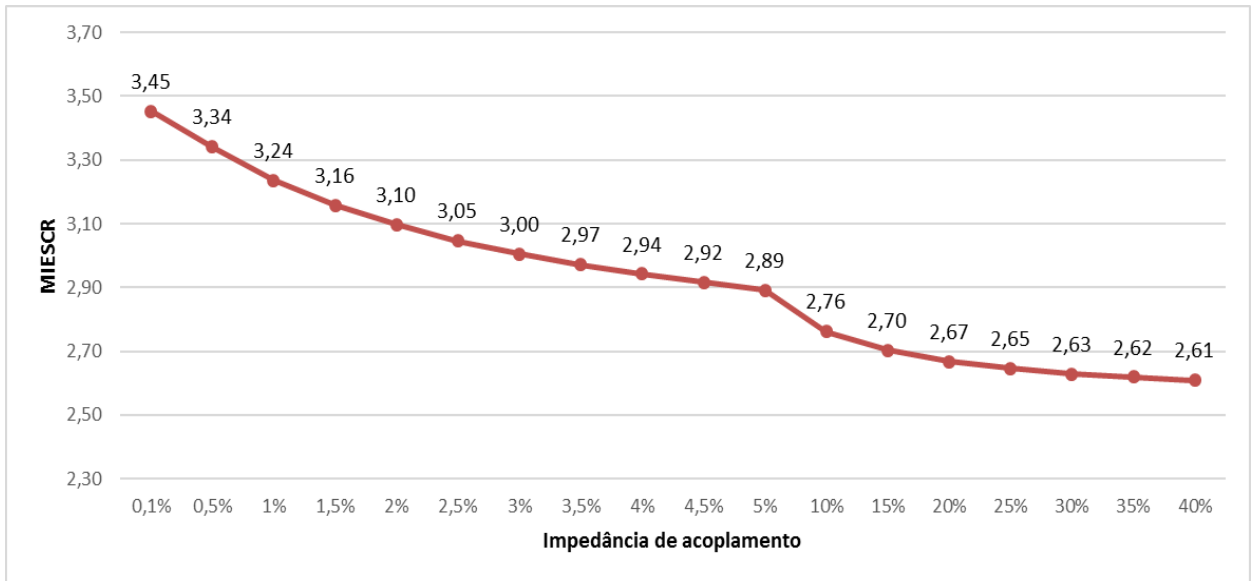
**Tabela 16: Índices *multi-infeed* para o teste de variação da impedância de acoplamento entre os elos com a nova configuração de rede**

Caso	Barra CA do conversor 1		Barra CA do conversor 2	
	ESCR	MIESCR	ESCR	MIESCR
X_Acopl = 0,1%	6,79	3,45	6,87	3,48
X_Acopl = 0,5%	6,17	3,34	6,50	3,44
X_Acopl = 1%	5,61	3,24	6,14	3,42
X_Acopl = 1,5%	5,20	3,16	5,87	3,40
X_Acopl = 2%	4,89	3,10	5,64	3,39
X_Acopl = 2,5%	4,64	3,05	5,46	3,39
X_Acopl = 3%	4,44	3,00	5,31	3,39
X_Acopl = 3,5%	4,27	2,97	5,18	3,39
X_Acopl = 4%	4,13	2,94	5,07	3,38
X_Acopl = 4,5%	4,01	2,92	4,98	3,39
X_Acopl = 5%	3,91	2,89	4,89	3,39
X_Acopl = 10%	3,35	2,76	4,41	3,44
X_Acopl = 15%	3,11	2,70	4,20	3,48
X_Acopl = 20%	2,98	2,67	4,08	3,50
X_Acopl = 25%	2,90	2,65	4,00	3,52
X_Acopl = 30%	2,84	2,63	3,95	3,53
X_Acopl = 35%	2,80	2,62	3,91	3,55
X_Acopl = 40%	2,77	2,61	3,88	3,56

Com o desligamento de três circuitos na rede derivada do elo 1, é possível perceber que os índices na barra desse conversor são significativamente menores que os da barra do conversor 2. Pode-se concluir, portanto, que a barra do conversor 1 é a localização do sistema mais efetiva para implementar medidas corretivas, o que está de acordo com a conclusão obtida pelo método da análise modal.

Adicionalmente, nota-se que, à medida que os sistemas receptores se afastam, o MIESCR calculado na barra do conversor 1 converge para valores próximos a 2,60, conforme mostra a Figura 46. Esse valor é aproximadamente 30% menor do que o valor de 3,65 encontrado para o caso com a rede intacta. A ausência dos três circuitos justifica essa discrepância.





**Figura 46: Gráfico do MIESCR na barra CA do conversor 1 em função da impedância de acoplamento com a nova configuração de rede**

.

.

# CAPÍTULO VI

## SIMULAÇÕES E ANÁLISES PARA UM CASO DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL

### VI.1 Introdução

Este capítulo tem como finalidade analisar a estabilidade de tensão estática em um caso do SIN que apresente a configuração *multi-infeed* usando as ferramentas discutidas nos capítulos anteriores. Como ponto de partida, são utilizados os Casos de Referência do Plano de Ampliação e Reforços das Instalações de Transmissão – PAR 2017-2019/2020, elaborado anualmente pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), visando preservar a segurança e o desempenho da rede nos quatro anos subsequentes à sua divulgação. Tais casos são disponibilizados no portal do ONS na Internet, para utilização em estudos de fluxo de potência [35].

Inicialmente, é apresentada com detalhes a configuração do sistema elétrico brasileiro a ser estudada. São apontados os projetos de transmissão CCAT já existentes no Brasil, bem como os previstos para entrarem em operação nos próximos anos. Ao todo, são analisados seis elos de corrente contínua na configuração bipolar, que alimentam quatro estações inversoras relativamente próximas eletricamente.

Em seguida, são mostradas aplicações do cálculo dos fatores de interação *multi-infeed* (MIIF). Serão construídas as matrizes MIIF para duas situações distintas, a fim de observar de forma direta o quanto um elo CC interage com outro. A primeira situação trata da comparação entre dois casos com patamares de carga diferentes e a segunda diz respeito à influência de determinadas obras do sistema no comportamento de tais fatores.

Por fim, será aplicado o método de análise modal para avaliação da estabilidade de tensão em um caso do SIN. A partir dele, serão montados casos alternativos, variando-se a potência injetada em um dos elos e inserindo ou retirando obras de transmissão, a fim de avaliar melhor a estabilidade de tensão. Para todos esses pontos de operação, são calculados também os índices *multi-infeed*. Cabe ressaltar que a metodologia de trabalho aplicada para os casos do SIN é a mesma apresentada na Seção V.2.

## VI.2 Sistema Brasileiro CCAT *Multi-Infeed*

Além das linhas de transmissão CCAT em longas distâncias, há no Brasil diversos elos CC instalados na configuração *back-to-back*<sup>4</sup>, com o objetivo de estabelecer interligações internacionais entre os sistemas elétricos de países vizinhos. Essas interligações buscam obter um melhor aproveitamento dos recursos energéticos dos países envolvidos. A Tabela 17 mostra os elos instalados no Brasil para esse fim.

Tabela 17: Elos CC na configuração *back-to-back* responsáveis pelas interligações internacionais

Elo CC	Potência Nominal	Fronteira
Acaray	50 MW	Paraguai
Uruguiana	50 MW	Argentina
Garabi I	1100 MW	Argentina
Garabi II	1100 MW	Argentina
Riviera	70 MW	Uruguai
Melo	500 MW	Uruguai

Além dos elos supracitados, há mais um elo no Brasil com a configuração *back-to-back*, localizado na SE Coletora Porto Velho. Essa estação conversora, com capacidade nominal de 800 MW, foi instalada com o objetivo de escoar parte da energia gerada pelas usinas do Rio Madeira (UHE Santo Antônio e UHE Jirau) para atendimento às cargas dos estados do Acre e Rondônia.

Quanto aos sistemas CCAT que transmitem energia em longas distâncias, por muitos anos, os únicos elos com essa característica eram aqueles provenientes da usina de Itaipu, os quais entraram em operação em 1984. Esse sistema de transmissão é composto por dois elos na configuração bipolar que possuem capacidade para escoar até 6300 MW. Sua estação inversora está localizada na subestação de Ibiúna, em São Paulo. A Tabela 18 apresenta as características técnicas desse projeto.

---

<sup>4</sup> Uma estação *back-to-back* é uma instalação CC na qual o retificador e o inversor encontram-se na mesma subestação, ou seja, sem um sistema ou linha de transmissão significativa. .

**Tabela 18: Características técnicas dos bipolos de Itaipu**

<b>Bipolos de Itaipu</b>	
Ano de entrada em operação	1984
Subestação Retificadora	SE Foz do Iguaçu (PR)
Subestação Inversora	SE Ibiúna (SP)
Potência Nominal	6300 MW
Configuração	Bipolar
Tensão CC	±600 kV
Comprimento	810 km

No final de 2013, entrou em operação comercial o primeiro bipo do sistema de transmissão das usinas do Rio Madeira, que transmite 3150 MW até a nova subestação de Araraquara 2, também em São Paulo. Recentemente, em 2015, essa subestação recebeu também o segundo bipo, de mesma potência nominal. A Tabela 19 mostra as características técnicas desse projeto.

**Tabela 19: Características técnicas dos bipolos do Rio Madeira**

<b>Bipolos do Rio Madeira</b>	
Ano de entrada em operação	1° bipo (2013) 2° bipo (2015)
Subestação Retificadora	SE Coletora Porto Velho (RO)
Subestação Inversora	SE Araraquara 2 (SP)
Potência Nominal	6300 MW
Configuração	Bipolar
Tensão CC	±600 kV
Comprimento	2375 km

Nos próximos anos, ainda entrarão em operação dois bipolos associados à transmissão da energia proveniente da usina de Belo Monte, cada qual com potência nominal de 4000 MW. O primeiro bipo, que chegará à subestação de Estreito, em Minas Gerais, tem previsão de entrada em operação para 2018. Já o segundo se conectará à subestação denominada de Terminal Rio, no Rio de Janeiro, e está previsto para final de 2019. As características técnicas desse projeto são apresentadas na Tabela 20.

**Tabela 20: Características técnicas dos bipolos de Belo Monte**

<b>Bipolos de Belo Monte</b>	
Ano de entrada em operação	1º bipolo (previsão 2018) 2º bipolo (previsão 2019)
Subestação Retificadora	SE Xingu (PA)
Subestação Inversora 1	SE Estreito (MG)
Subestação Inversora 2	SE Terminal Rio (RJ)
Potência Nominal	8000 MW
Configuração	Bipolar
Tensão CC	±800 kV
Comprimento	2140 km (1º bipolo) e 2440 km (2º bipolo)

Recentemente a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), responsável pelo planejamento da transmissão do sistema elétrico brasileiro, finalizou o estudo [36], que indica a necessidade de construção de mais dois bipolos para 2022, a fim de aumentar a capacidade da interligação entre as regiões Norte/Nordeste (N/NE) e Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO). Um dos bipolos interligará a SE Parauapebas (PA) à SE Assis 2 (SP) e o outro conectará a SE Graça Aranha (MA) à SE Silvânia (GO).

Essas ampliações no sistema visam possibilitar o escoamento da energia proveniente do AHE Tapajós. O potencial energético desse aproveitamento hidrelétrico associado à distância para a região Sudeste (em torno de 2000 km) apontaram para uma solução em transmissão em corrente contínua.

Os parágrafos anteriores mostram que, num futuro próximo, vários elos de corrente contínua entrarão em operação no sistema elétrico brasileiro, tendo suas estações inversoras conectadas em barras CA muito próximas eletricamente. Os casos analisados ao longo deste capítulo têm o horizonte de 2019 e 2020 e, portanto, consideram a presença dos bipolos de Belo Monte, além, obviamente, dos bipolos de Itaipu e do Rio Madeira, que já se encontram em operação.

Assim sendo, o sistema estudado contempla seis elos CC na configuração bipolar que se conectarão a quatro estações inversoras, a saber:

- 2 bipolos na SE Ibiúna (SP)
- 2 bipolos na SE Araraquara 2 (SP)
- 1 bipolo na SE Estreito (MG)
- 1 bipolo na SE Terminal Rio (RJ)

Essas quatro conversoras localizam-se na região Sudeste e são separadas por uma impedância relativamente baixa, caracterizando assim a configuração *multi-infeed*, o que pode causar uma grande interação entre os elos. A Figura 47 dá uma ideia da proximidade elétrica entre as estações inversoras da região Sudeste.

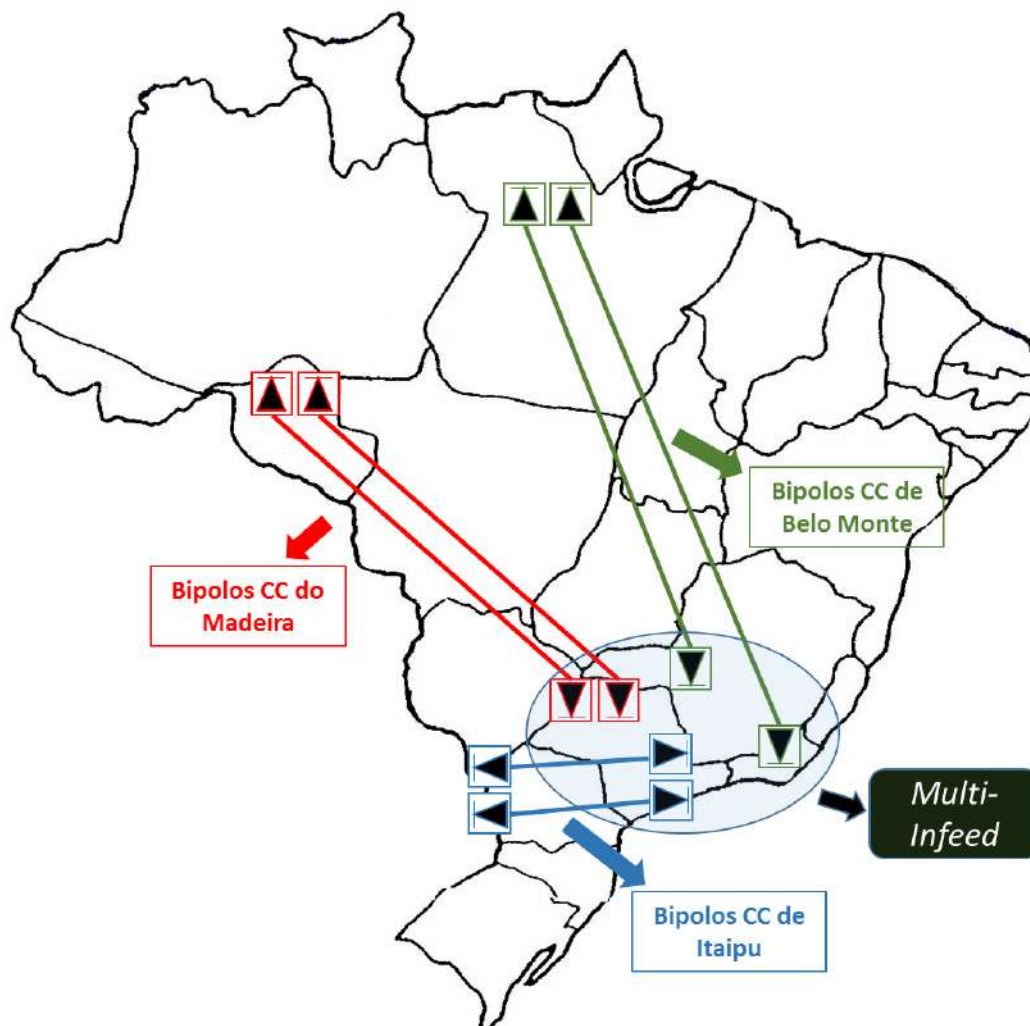


Figura 47: Proximidade elétrica entre as estações inversoras da região Sudeste

### VI.3 Sensibilidade da Matriz MIIF ao Patamar de Carga do Sistema

Uma forma de avaliar o nível de interação entre duas barras CA inversoras é por meio dos fatores MIIF, conforme foi visto na Seção III.2.5. Para a análise de um sistema *multi-infeed*, tais fatores costumam ser calculados para as barras CA das estações inversoras, elaborando-se uma matriz de fatores MIIF na qual é possível observar de forma direta o

quanto um elo CC interage com outro. A construção de matrizes MIIF tem sido utilizada em estudos de planejamento de sistemas elétricos, a fim de estabelecer uma classificação dos casos que apresentam interações mais intensas (maiores fatores), os quais serão objeto de análise detalhada.

Assim sendo, esta seção tem como objetivo mostrar a aplicação do cálculo de matrizes MIIF em dois casos do SIN com patamares de carga distintos, média e leve, e interpretar seus resultados. Para ambos os casos, foi definido o cenário energético em que o subsistema Sudeste/Centro-Oeste recebe o máximo de energia da região Norte, o que acontece principalmente durante os meses de verão (período úmido) não somente para atender a maior carga do país, localizada na região Sudeste, como também para armazenar o máximo possível de água nos reservatórios do Sudeste de maneira a enfrentar o período seco.

Os diagramas esquemáticos da Figura 48 e da Figura 49 mostram os principais fluxos nas interligações do SIN, bem como as gerações internas aos subsistemas Norte, Nordeste e Sudeste, para os casos de carga média e leve, respectivamente. Ressalta-se que esses casos são referentes ao ano de 2019 e, portanto, já consideram a presença do segundo bipolo de Belo Monte.

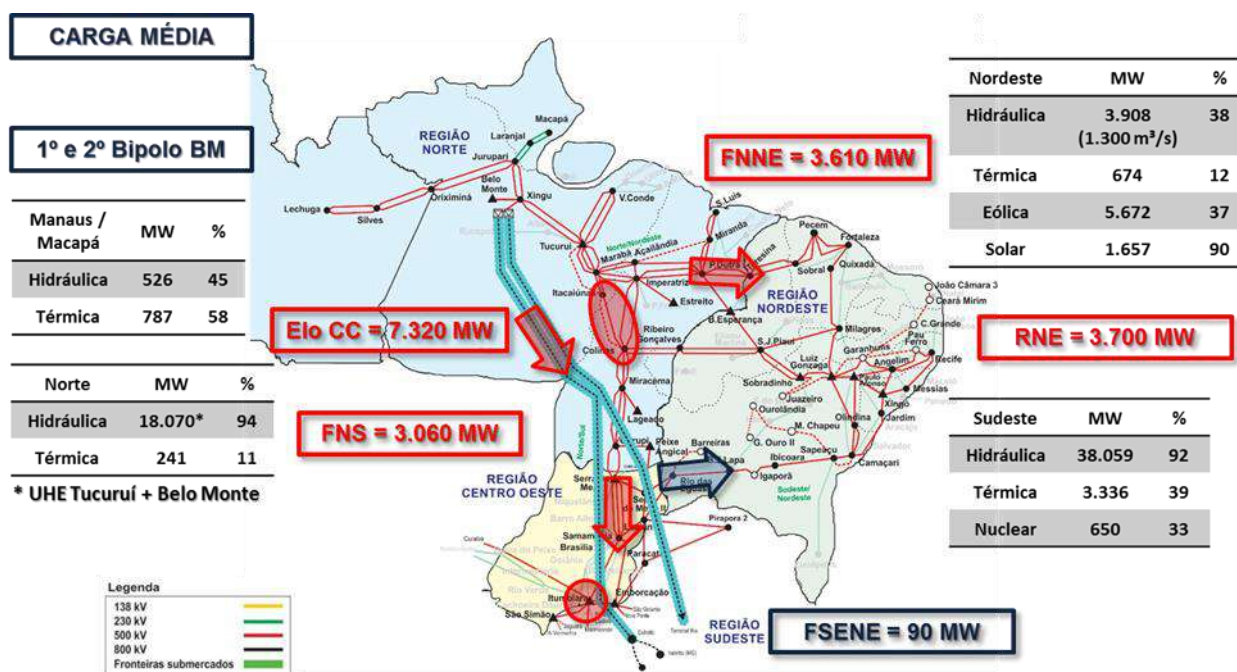


Figura 48: Cenário Norte Exportador para o Sudeste, no patamar de carga média, para o ano 2019

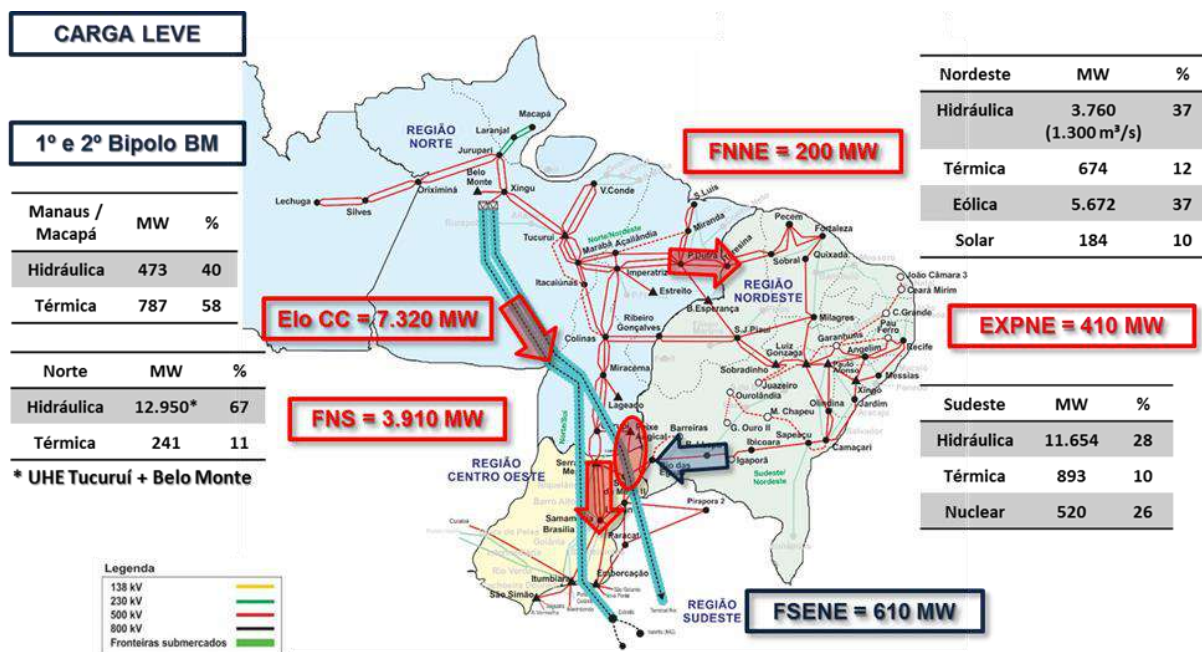


Figura 49: Cenário Norte Exportador para o Sudeste, no patamar de carga leve, para o ano 2019

Pela análise das figuras, nota-se que em ambos os casos existe a mesma transmissão de potência pelos bipolos de Belo Monte, ou seja, 7320 MW divididos igualmente nos bipolos. Assim sendo, a potência injetada nas conversoras de Estreito e Terminal Rio é 3660 MW, o que corresponde a 91,5% da potência nominal de cada bipolo (4000 MW).

Nota-se também uma grande diferença na geração interna na Região Sudeste. Enquanto no patamar de carga média existe um montante de aproximadamente 43 GW despachados no Sudeste, no patamar de carga leve esse montante é de apenas 13 GW. Isso acontece porque no período de carga leve é preciso reduzir bastante a geração do Sudeste para que se possa receber o máximo de potência da região Norte.

Para atender a esse objetivo, além da redução da geração interna na região Sudeste, o caso de carga leve também apresenta valores menores de potência injetada nos outros quatro bipolos, quando comparado ao caso de carga média. Em carga leve, a potência transmitida pelos dois bipolos de Itaipu é 3620 MW e pelos dois bipolos do Rio Madeira é 3000 MW, enquanto que, em carga média, os bipolos de Itaipu e do Rio Madeira transmitem 4800 MW e 6060 MW, respectivamente.

Após a entrada em operação do segundo bipolo de Belo Monte, haverá quatro estações inversoras no Sudeste; nas subestações de Ibiúna 345 kV, Araraquara 2 500 kV, Estreito 500 kV e Terminal Rio 500 kV. Portanto, para os dois pontos de operação analisados, a matriz MIIF será de ordem quatro com os elementos da diagonal principal iguais a um.



A Tabela 21 e a Tabela 22 a seguir mostram, respectivamente, as matrizes MIIF para as situações de carga média e carga leve de 2019, no cenário de máxima exportação do Norte para o Sudeste.

**Tabela 21: Matriz MIIF no patamar de carga média do cenário Norte Exportador para o Sudeste**

Norte Exportador para o Sudeste - 2019 - Carga Média					
$MIIF_{j,i} = \frac{\Delta V_j}{\Delta V_i}$		Barra $j$			
		Ibiúna 345 kV	Araraquara 500 kV	Estreito 500 kV	Terminal Rio 500 kV
Barra $i$	Ibiúna 345 kV	1,000	0,399	0,228	0,263
	Araraquara 2 500 kV	0,442	1,000	0,344	0,316
	Estreito 500 kV	0,295	0,388	1,000	0,246
	Terminal Rio 500 kV	0,271	0,294	0,197	1,000

**Tabela 22: Matriz MIIF no patamar de carga leve do cenário Norte Exportador para o Sudeste**

Norte Exportador para o Sudeste - 2019 - Carga Leve					
$MIIF_{j,i} = \frac{\Delta V_j}{\Delta V_i}$		Barra $j$			
		Ibiúna 345 kV	Araraquara 500 kV	Estreito 500 kV	Terminal Rio 500 kV
Barra $i$	Ibiúna 345 kV	1,000	0,455	0,356	0,371
	Araraquara 2 500 kV	0,454	1,000	0,476	0,431
	Estreito 500 kV	0,316	0,420	1,000	0,345
	Terminal Rio 500 kV	0,285	0,331	0,299	1,000

Ao analisar as tabelas anteriores, é possível notar que, de forma geral, os maiores fatores são os da linha relacionada à SE Araraquara 2, o que significa que esse é o ponto de maior interação no Sudeste. Ou seja, dentre todos os conversores analisados, uma perturbação na SE Araraquara 2 é a mais propensa a ser sentida pelos demais conversores. Isso significa, por exemplo, que a maior probabilidade de uma falha de comutação em uma

estação inversora provocar falha de comutação em estações próximas está associada a distúrbios em Araraquara.

Como relatado anteriormente, a metodologia aplicada no cálculo da MIIF consiste em aplicar um distúrbio na tensão de uma determinada barra e obter a variação de tensão em outra. As linhas das tabelas anteriores representam os barramentos nos quais foram aplicados distúrbios e as colunas representam os barramentos em que foram medidas as variações de tensão.

Ao comparar as duas matrizes MIIF, conclui-se que todos os elementos fora da diagonal principal na situação de carga leve são maiores do que os respectivos elementos na situação de carga média. Essa conclusão fica mais evidente quando são divididos os elementos da matriz referente à carga leve pelos elementos da matriz de carga média, conforme mostra a Tabela 23.

**Tabela 23: Variação dos fatores MIIF do patamar de carga leve em relação ao patamar de carga média**

<b>Comparação Norte Exportador para o Sudeste - 2019 - Carga Leve / Carga Média</b>					
$MIIF_{j,i} = \frac{\Delta V_j}{\Delta V_i}$		Barra <i>j</i>			
		Ibiúna 345 kV	Araraquara 500 kV	Estreito 500 kV	Terminal Rio 500 kV
Barra <i>i</i>	Ibiúna 345 kV	0,00%	<b>14,16%</b>	<b>56,60%</b>	<b>41,33%</b>
	Araraquara 2 500 kV	<b>2,63%</b>	0,00%	<b>38,19%</b>	<b>36,44%</b>
	Estreito 500 kV	<b>6,98%</b>	<b>8,38%</b>	0,00%	<b>39,84%</b>
	Terminal Rio 500 kV	<b>5,39%</b>	<b>12,82%</b>	<b>51,80%</b>	0,00%

O fato da geração interna na região Sudeste ser menor no caso de carga leve representa potências de curto-circuito mais baixas nos barramentos, já que há menos máquinas sincronizadas. Essa redução do nível de curto-circuito no Sudeste faz com que os fatores MIIF sejam maiores, aumentando assim a probabilidade de os elos interagirem entre si. Conclui-se, portanto, que o patamar de carga leve aumenta o acoplamento entre os inversores dos elos CCAT.

A título de exemplo, pode-se constatar pela matriz MIIF da Tabela 23 que a possibilidade de uma variação de tensão na SE Ibiúna 345 kV ser sentida na SE Estreito 500 kV é

aproximadamente 57% maior na carga leve do que na carga média. Além disso, as últimas duas colunas da referida tabela foram as que apresentaram maior variação porque a redução de geração na carga leve aconteceu majoritariamente em usinas mais próximas eletricamente das subestações de Estreito e Terminal Rio.

## **VI.4 Sensibilidade da Matriz MIIF às Obras do SIN**

Há dois elementos que influenciam predominantemente os cálculos dos fatores MIIF, como segue:

- Nível de curto-circuito na barra  $j$ : quanto menor o nível de curto-circuito na barra  $j$ , mais suscetível essa barra estará para experimentar uma forte variação de tensão;
- Rede elétrica na qual as barras estão inseridas: quanto mais próximas eletricamente estiverem as duas barras em análise, maior será a possibilidade de que uma perturbação na barra  $i$  seja mais fortemente sentida na barra  $j$ .

Na seção anterior foi mostrada a sensibilidade da matriz MIIF quanto ao patamar de carga, onde concluiu-se que o acoplamento entre os inversores dos elos CCAT é maior no período de carga leve do que no de carga média. Essa conclusão corresponde ao primeiro item de influência nos fatores MIIF listados acima, o nível de curto-circuito nas barras, que é consideravelmente menor durante o patamar de carga leve.

Por sua vez, esta seção tem a finalidade de observar o comportamento de tais fatores após a entrada em operação de obras próximas às barras conversoras do sistema, constituindo assim uma modificação na rede elétrica, segundo item de influência nos fatores MIIF. Primeiramente, é avaliada a sensibilidade da matriz MIIF com relação à entrada em operação de uma linha de transmissão e, em seguida, quanto à implantação de compensadores síncronos na rede.

### **VI.4.1 Teste 1 – Implantação de uma Linha de Transmissão**

A primeira avaliação realizada diz respeito à implantação de uma linha de transmissão no sistema. Serão obtidas e comparadas as matrizes MIIF antes e depois da entrada em operação dessa obra. Para efetuar essa análise, foi utilizado o caso referente ao ano 2020 no patamar de carga média, considerando o cenário Norte Exportador para o Sudeste.

A linha de transmissão escolhida para fazer a avaliação foi a futura LT 500 kV Estreito – Itabirito 2, que está prevista para entrar em operação em 2020. Essa obra interliga duas



**Tabela 24: Variação dos fatores MIIF do caso com a linha de transmissão em relação ao caso sem a mesma**

<b>Impacto da Implementação da LT 500 kV Estreito - Itabirito 2 - Com Obra / Sem Obra</b>					
$MIIF_{j,i} = \frac{\Delta V_j}{\Delta V_i}$		Barra <i>j</i>			
		Ibiúna 345 kV	Araraquara 500 kV	Estreito 500 kV	Terminal Rio 500 kV
Barra <i>i</i>	Ibiúna 345 kV	0,00%	0,00%	<b>0,45%</b>	0,00%
	Araraquara 2 500 kV	0,00%	0,00%	<b>0,29%</b>	<b>0,94%</b>
	Estreito 500 kV	<b>1,23%</b>	<b>1,12%</b>	0,00%	<b>3,65%</b>
	Terminal Rio 500 kV	<b>0,03%</b>	<b>0,79%</b>	<b>3,08%</b>	0,00%

Conforme esperado, comparando-se os casos com e sem a linha, a maior variação entre os fatores acontece quando é medida a tensão na SE Terminal Rio após uma perturbação na SE Estreito e vice-versa. Por exemplo, uma variação de tensão na SE Estreito provoca uma variação de tensão na SE Terminal Rio aproximadamente 4% maior no caso com a obra do que no caso sem a obra. Isso acontece porque a entrada em operação da LT 500 kV Estreito – Itabirito 2 reduz a impedância entre essas duas estações conversoras.

Outra constatação é que a linha da Tabela 24 que apresentou maior variação nos fatores MIIF foi aquela relacionada à SE Estreito, o que significa que uma perturbação nessa subestação passa a ser mais sentida pelos demais conversores quando se considera a presença da obra. Esse resultado é coerente já que a linha de transmissão em análise parte da SE Estreito, reduzindo de certa maneira a distância elétrica dessa estação inversora para as demais.

Adicionalmente, pode-se notar que a referida linha de transmissão não provoca variação nos fatores entre as SEs Ibiúna e Araraquara 2. Isto é, o nível de interação entre essas duas subestações é o mesmo independentemente da obra. Tal comportamento é procedente, pois a Figura 50 mostra que a localização geográfica da LT 500 kV Estreito – Itabirito 2 não faz aproximar eletricamente as SEs Ibiúna e Araraquara 2.

## VI.4.2 Teste 2 – Implantação de Compensadores Síncronos

O segundo teste realizado foi avaliar a sensibilidade da matriz MIIF com relação à implantação de compensadores síncronos na rede de transmissão. Para executar a análise, foi utilizado o caso referente ao ano 2020 no patamar de carga leve, considerando o cenário Norte Exportador para o Sudeste.

Adicionalmente, para fazer a avaliação foi considerada a instalação de três compensadores síncronos, com potência de -180/+300 Mvar cada, na SE Araraquara 2, ponto de chegada de um dos elos CC em análise. Esses reforços constam no plano de obras da transmissão e devem entrar em operação em 2020.

É esperado que a presença desses compensadores síncronos aumente de forma significativa a potência de curto-circuito na região Sudeste, sobretudo próximo à Araraquara, contribuindo assim para a redução dos fatores de interação *multi-infeed*. Para confirmar esse raciocínio, foram calculadas as matrizes MIIF do sistema com e sem a obra. A Tabela 25 mostra uma comparação desses resultados ao dividir os elementos da matriz calculada considerando a instalação dos compensadores síncronos pelos elementos da matriz calculada sem os mesmos.

**Tabela 25: Variação dos fatores MIIF do caso com os compensadores síncronos em relação ao caso sem os mesmos**

Impacto da Inserção dos Compensadores Síncronos em Araraquara 2 - Com Obra / Sem Obra					
$MIIF_{j,i} = \frac{\Delta V_j}{\Delta V_i}$		Barra <i>j</i>			
		Ibiúna 345 kV	Araraquara 500 kV	Estreito 500 kV	Terminal Rio 500 kV
Barra <i>i</i>	Ibiúna 345 kV	0,00%	<b>-7,98%</b>	<b>-3,88%</b>	<b>-3,26%</b>
	Araraquara 2 500 kV	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
	Estreito 500 kV	<b>-3,60%</b>	<b>-8,01%</b>	0,00%	<b>-3,23%</b>
	Terminal Rio 500 kV	<b>-3,61%</b>	<b>-8,55%</b>	<b>-3,66%</b>	0,00%

Analisando a Tabela 25, pode-se notar uma redução em grande parte dos fatores quando os compensadores síncronos entram em operação. A maior queda é percebida na coluna da tabela relativa à SE Araraquara 2, ou seja, uma variação de tensão em qualquer

outra estação conversora será muito menos sentida na SE Araraquara 2 quando os compensadores estão presentes nessa subestação. Isso ocorre porque esses reforços aumentarão a potência de curto-circuito da subestação conforme será comprovado na Seção VI.6.

Nota-se também que os únicos fatores MIIF que não apresentaram diferenças entre os casos com e sem a compensação são aqueles da linha da tabela referente à SE Araraquara 2. Isso mostra que quando a variação de tensão é na SE Araraquara 2, local do reforço, o nível de interação entre essa e as demais subestações é o mesmo independentemente da obra.

Conclui-se, portanto, que a implantação de tais compensadores síncronos na SE Araraquara 2 aumenta a robustez do sistema e reduz sobremaneira a interação entre os elos de corrente contínua, excetuando o caso em que o distúrbio é nessa própria subestação. Essa influência nos fatores MIIF proporcionada pelo aumento da potência de curto-circuito já havia sido mostrada na Seção VI.3, quando se comparou os casos de carga média e leve.

A construção de matrizes MIIF com as barras CA das estações inversoras tem sido utilizada em estudos de planejamento de sistemas para identificar casos com alta probabilidade de interações entre os elos CC. Uma forte interação entre elos é preocupante, pois uma simples falta na barra CA da estação inversora de um elo pode induzir falhas de comutação em outros elos CCAT próximos, causando um bloqueio temporário dos mesmos.

Se ampliada para incluir outras barras da rede em que os elos CCAT são conectados, a matriz MIIF pode ainda ser empregada na identificação de regiões potencialmente críticas nas quais a ocorrência de faltas tenha potencial de produzir falhas de comutação em dois ou mais inversores. Essa avaliação locacional pode subsidiar estudos para a instalação de compensadores síncronos com o objetivo de evitar fortes afundamentos das tensões nos inversores.

## **VI.5 Avaliação da Estabilidade de Tensão em Casos do SIN via Análise Modal**

Esta seção destina-se à aplicação do método da análise modal para avaliação da estabilidade de tensão em um caso do SIN. A partir desse, serão montados casos alternativos, variando-se a potência injetada em um dos elos e inserindo ou retirando obras de transmissão, aos quais também será aplicada a análise modal.

A metodologia de trabalho aqui utilizada para a realização das simulações é a mesma empregada na análise do sistema-teste e foi descrita detalhadamente na Seção V.2.1. Entretanto, ressalta-se a enorme dificuldade computacional encontrada em aplicar tal metodologia a um sistema de grande porte como o SIN, conforme relatado a seguir.

O caso utilizado para efetuar a análise é referente ao ano 2019, patamar de carga média, considerando o cenário Norte Exportador para o Sudeste, o mesmo ilustrado na Figura 48. Esse caso do SIN possui um total de 6571 barras. Assim sendo, a matriz Jacobiana do problema de fluxo de potência para essa rede tem a dimensão 13142 x 13142 (vide Passo 6 da Seção V.2.1) e possui, portanto, mais de 170 milhões de elementos. Cabe ressaltar que a matriz em questão é esparsa, isto é, possui uma grande quantidade de elementos nulos. Essa característica favorece a utilização de técnicas de esparsidade para fins de economia de memória e cálculos, porém tais técnicas não foram aplicadas no presente trabalho.

O passo seguinte da metodologia, que consiste na incorporação na matriz Jacobiana dos efeitos das barras em que não há conversores conectados, requer ainda a aplicação da Redução de Kron nesse sistema. Logo, é necessário realizar operações tais como multiplicação e inversão de matrizes (vide Passo 8 da Seção V.2.1). A manipulação de matrizes com dimensões tão grandes sem a utilização de técnicas de esparsidade impõe a necessidade de requisitos computacionais potentes para a realização das simulações, que, por sua vez, demandam tempo elevado

O resultado da aplicação da análise modal para o caso de partida analisado está presente na Tabela 26, onde são mostrados os autovalores da matriz Jacobiana-Reduzida, bem como os fatores de participação de cada barra conversora associados ao modo crítico (mínimo autovalor). O modo crítico é destacado em vermelho na tabela.

**Tabela 26: Resultado da decomposição modal para o caso de partida do SIN**

<b>Norte Exportador para o Sudeste - 2019 - Carga Média</b>			
<b>Caso de partida</b>			
<b>Autovalores</b>			
-5,4659	3,0475	1,2499	1,6694
<b>Fatores de participação associados ao modo crítico</b>			
0,1526	0,4030	0,3517	0,0927
↓	↓	↓	↓
Ibiúna	Estreito	Araraquara 2	Terminal Rio



Pode-se notar que o menor autovalor do ponto de operação analisado é negativo, o que teoricamente significa que há uma sensibilidade invertida entre a tensão e a potência reativa injetada em uma das barras em análise. Para os casos em que o modo crítico é negativo será utilizado neste item a terminologia instabilidade de tensão, porém cabe ressaltar que esse fato nem sempre corresponde à situação de colapso de tensão, já que é possível o sistema operar com a sensibilidade Q-V invertida, desde que as tensões estejam dentro dos limites aceitáveis.

Os resultados dos fatores de participação associados ao modo crítico mostram que os conversores que mais contribuem para essa instabilidade são os de Estreito, em torno de 40%, e Araraquara, com 35% aproximadamente. Já as estações inversoras de Ibiúna e Terminal Rio não possuem grande envolvimento com a instabilidade de tensão, algo que pode ser justificado pelo fato de esses dois conversores, dentre os quatro em análise, serem os únicos que possuem compensadores síncronos instalados na subestação, aumentando assim a robustez de suas redes derivadas.

A partir desse caso de partida, foram realizados basicamente dois testes para aplicar novamente a metodologia de análise modal. O primeiro consiste em analisar a estabilidade de tensão quando há reduções nas potências injetadas nos elos CC, ao passo que o segundo trata de avaliar o desempenho do sistema após alterações na rede elétrica CA, considerando primeiramente o atraso de uma determinada obra e, posteriormente, a implementação de uma medida corretiva.

### **VI.5.1 Teste 1 – Redução da Potência Transmitida nos Elos CC**

Tendo em vista a constatação anterior de que as conversoras de Estreito e Araraquara são as que mais contribuem para a instabilidade de tensão do caso, foi reduzida à metade a potência injetada nos elos CC que chegam a essas subestações. Assim sendo, os dois bipolos do Rio Madeira que alimentam a SE Araraquara 2 passaram de 6060 MW para 3030 MW, ao passo que o primeiro bipolo de Belo Monte que alimenta a SE Estreito teve sua potência reduzida de 3660 MW para 1830 MW. Para fazer o balanço de potência e atender a carga da região Sudeste, elevou-se a geração térmica interna desse subsistema.

A estabilidade de tensão do sistema para esse novo ponto de operação foi avaliada. Os resultados obtidos a partir da decomposição modal são encontrados na Tabela 27.

**Tabela 27: Resultado da decomposição modal após a redução da potência injetada nos elos CC de Araraquara e Estreito**

<b>Norte Exportador para o Sudeste - 2019 - Carga Média</b>			
<b>Com redução de 50% na potência injetada nos elos de Araraquara e Estreito</b>			
<b>Autovalores</b>			
-1,7613	1,7117	2,3775	2,8286
<b>Fatores de participação associados ao modo crítico</b>			
0,4027	0,1158	0,4521	0,0294
↓	↓	↓	↓
Ibiúna	Estreito	Araraquara 2	Terminal Rio

Analisando os resultados, nota-se que o modo crítico do sistema cresceu consideravelmente, passando de aproximadamente -5,5 para -1,8, porém o sinal negativo continua indicando uma situação de instabilidade de tensão.

O crescimento dos autovalores nesse novo ponto de operação é motivado por dois aspectos. O primeiro diz respeito à própria redução nas potências injetadas nos elos CC que fazem com que os índices *multi-infeed* ESCR e MIESCR subam, o que é favorável à estabilidade de tensão. O segundo aspecto se refere à elevação da geração interna no subsistema Sudeste, elevando assim a potência de curto-circuito da rede em análise, outro fator que faz crescer a relação de curto-circuito efetiva. Ressalta-se que os valores desses índices *multi-infeed* serão apresentados na Seção VI.6

Observa-se também que a redução da potência injetada no primeiro bipolo de Belo Monte fez com que o fator de participação de Estreito associado ao modo crítico reduzisse significativamente, passando de 40% para 12%. Por outro lado, o fator de participação da SE Ibiúna passou de 15% para 40%.

Em virtude disso, o passo seguinte consistiu em reduzir também a potência transmitida pelos bipolos de Itaipu que chegam à Ibiúna. Foi feita uma redução de 30% em relação ao valor original. Logo, a potência transmitida nos referidos bipolos passou de 4800 MW para 3360 MW. Da mesma forma que no caso anterior, essa diferença de aproximadamente 1500 MW de potência foi compensada com o aumento da geração interna no subsistema Sudeste. Os resultados da análise modal para esse novo ponto de operação são mostrados na Tabela 28.

**Tabela 28: Resultado da decomposição modal após a redução da potência injetada nos elos CC de Araraquara, Estreito e Ibiúna**

<b>Norte Exportador para o Sudeste - 2019 - Carga Média</b>			
<b>Com redução de 50% na potência injetada nos elos de Araraquara e Estreito e de 30% nos elos de Ibiúna</b>			
<b>Autovalores</b>			
-0,6622	3,6151	2,5028	1,7958
<b>Fatores de participação associados ao modo crítico</b>			
0,3473	0,1339	0,3858	0,1331
↓	↓	↓	↓
Ibiúna	Estreito	Araraquara 2	Terminal Rio

Pode-se notar que a redução na potência transmitida pelos elos de Itaipu faz com que o modo crítico cresça ainda mais, passando de aproximadamente -1,8 para -0,7, o que indica que o sistema, após essas alterações, caminha em direção à região estável.

Cabe ressaltar que a elevação da geração interna no Sudeste motivada pela redução da potência transmitida nos elos fez atingir o despacho máximo de geração nesse subsistema, motivo pelo qual não se efetuou o teste de redução de potência no segundo bipolo de Belo Monte que chega na SE Terminal Rio.

Embora o sistema caminhe para uma situação estável, o modo crítico negativo aponta ainda para uma condição de instabilidade. Analisando os fatores de participação associados a esse modo crítico, observa-se que a SE Araraquara 2 continua com alto fator de participação, próximo a 40%, mesmo após a redução da potência transmitida pelos bipolos do Rio Madeira, o que sugere a necessidade de implantação de uma medida corretiva nessa subestação. Esse teste será apresentado na próxima seção.

Adicionalmente, é possível perceber que, após as citadas modificações, o fator de participação da SE Terminal Rio chegou a aproximadamente 13%. O aumento do envolvimento dessa estação inversora na instabilidade de tensão, quando comparado ao caso de partida, pode ser explicado pelo fato do segundo bipolo de Belo Monte ser o único que não teve sua potência reduzida.

## VI.5.2 Teste 2 – Alterações na Rede Elétrica CA

O objetivo deste segundo teste é, tomando como base o caso de partida, avaliar a estabilidade de tensão do sistema após a realização de duas alterações distintas na rede elétrica da região Sudeste.

A primeira parte do teste consistiu em simular o atraso da futura LT 500 kV Marimbondo 2 – Campinas, um importante reforço para o atendimento à região de Campinas (SP). A subestação de Marimbondo 2 localiza-se na fronteira entre São Paulo e Minas Gerais, conforme mostrado no mapa geoeletrico da Figura 51, em que é exibido também a posição dessa obra em relação aos quatro inversores localizados na região Sudeste.

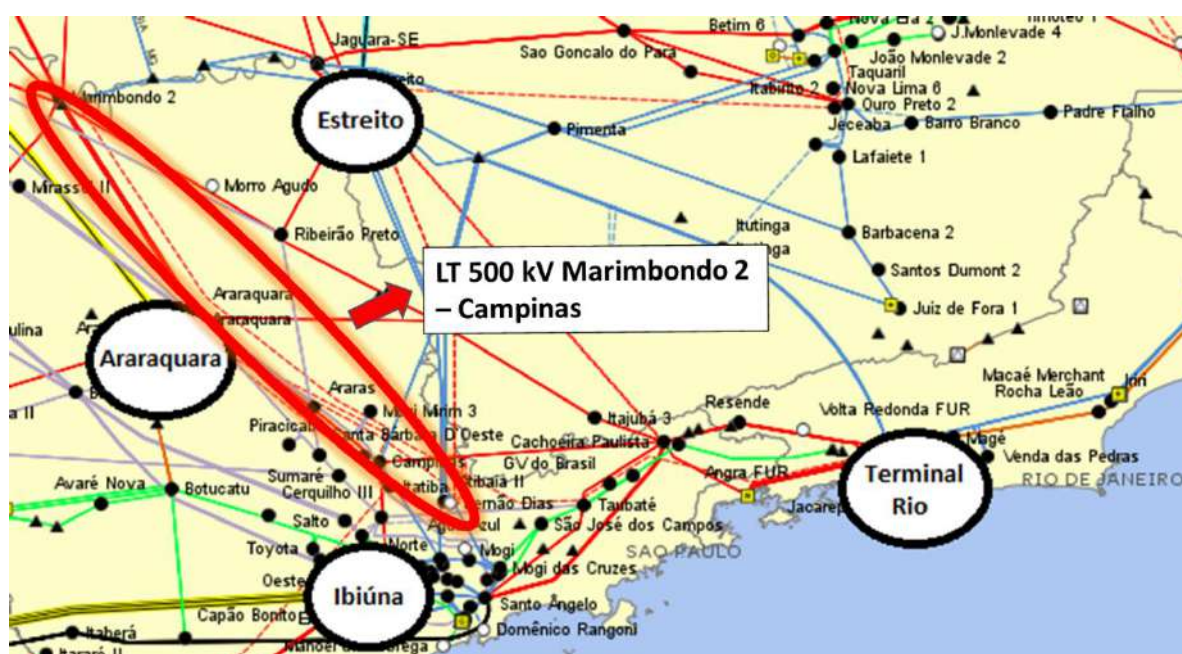


Figura 51: Mapa geoeletrico com a localização da LT 500 kV Marimbondo 2 – Campinas e dos inversores da região Sudeste

. A linha de transmissão em análise estava prevista inicialmente para entrar em operação em 2017, porém o agente proprietário enfrentou dificuldades financeiras que culminaram com o atraso dessa obra. Atualmente, há inclusive incertezas quanto à efetiva implantação de tal obra, razão pela qual será analisada aqui sua ausência.

Foi avaliada então a estabilidade de tensão do sistema após a retirada da LT 500 kV Marimbondo 2 – Campinas do caso de partida. Os resultados obtidos a partir da aplicação da análise modal para esse novo caso são apresentados na Tabela 29.

Tabela 29: Resultado da decomposição modal após a retirada da LT 500 kV Marimbondo 2 – Campinas

Norte Exportador para o Sudeste - 2019 - Carga Média			
Com a ausência da LT 500 kV Marimbondo 2 – Campinas			
Autovalores			
-3,9866	4,2037	2,5072	1,6724
Fatores de participação associados ao modo crítico			
0,0908	0,4410	0,3809	0,0873
↓	↓	↓	↓
Ibiúna	Estreito	Araraquara 2	Terminal Rio

Comparando os valores encontrados nessa tabela com os do caso de partida (Tabela 26), pode-se verificar que no novo caso o modo crítico do sistema subiu de aproximadamente -5,5 para -4,0, isto é, a presença do referido circuito é mais crítica para o sistema, do ponto de vista de estabilidade de tensão, apesar de agregar uma certa potência de curto-circuito. Essa conclusão pode ser explicada pelo fato dessa linha aproximar eletricamente as estações inversoras de Estreito e Ibiúna, como pode ser inferido pela Figura 51, o que aumenta a possibilidade de haver interação entre esses dois elos.

O impacto da presença dessa linha nesses dois conversores pode ainda ser reforçada mediante a análise dos fatores de participação. A Tabela 26 mostrou que, com a LT 500 kV Marimbondo 2 – Campinas, o conversor com maior envolvimento na instabilidade de tensão era o da SE Estreito (40%), enquanto que a SE Ibiúna apresentava 15% de participação. Após a retirada do circuito, o fator de participação da SE Ibiúna reduziu para 9%, o que leva a crer que seu afastamento elétrico da SE Estreito, provocado pela ausência da linha, foi o motivo preponderante para tal redução.

A segunda parte do teste consistiu em implementar uma medida corretiva no caso de partida e verificar sua efetividade na estabilidade de tensão por meio da aplicação da análise modal. Assim sendo, da mesma forma que na Seção VI.4.2, foram instalados três compensadores síncronos com potência de -180/+300 Mvar cada, na SE Araraquara 2, ponto de chegada de um dos elos CC em análise. Os resultados da análise modal para esse novo ponto de operação são mostrados na Tabela 30.

**Tabela 30: Resultado da decomposição modal após a inserção de três compensadores síncronos na SE Araraquara 2**

Norte Exportador para o Sudeste - 2019 - Carga Média			
Com a presença de três compensadores síncronos na SE Araraquara 2			
Autovalores			
0,2136	1,7731	3,8141	3,1712
Fatores de participação associados ao modo crítico			
0,0801	0,5304	0,3594	0,0300
↓	↓	↓	↓
Ibiúna	Estreito	Araraquara 2	Terminal Rio

Analisando os resultados obtidos e comparando-os com os do caso de partida (Tabela 26), pode-se notar que a presença dos compensadores síncronos fez com que o modo crítico subisse, aproximadamente, de -5,5 para 0,2, o que significa que o sistema passou de uma região instável para uma situação de estabilidade de tensão.

Esse resultado era esperado haja vista que os compensadores síncronos fornecem potência reativa para a rede, evitando a ocorrência de instabilidade de tensão. Adicionalmente, esses equipamentos elevam consideravelmente a potência de curto-circuito na região onde são instalados e, conseqüentemente, aumentam todos os índices *multi-infeed*. A Seção VI.6 mostrará isso com detalhes.

Outra constatação que pode ser feita é com relação aos fatores de participação associados ao modo crítico. Antes da inclusão do compensador, as estações inversoras de Estreito e Araraquara 2 apresentavam praticamente a mesma contribuição com a instabilidade de tensão, 40% e 35%, respectivamente. Após a implementação da medida corretiva, o envolvimento da SE Estreito com a estabilidade de tensão ficou mais evidente, já que seu fator de participação subiu para aproximadamente 53%.

## VI.6 Cálculo dos Índices *Multi-Infeed* em Casos do SIN

Esta seção tem a finalidade de apresentar os resultados dos cálculos dos índices *multi-infeed* para os casos analisados ao longo da Seção VI.5. Esses índices foram calculados para as barras CA das quatro estações inversoras em análise no caso do SIN, seguindo a mesma metodologia empregada no sistema-teste e descrita na Seção V.2.2. Tais grandezas

mostram-se importantes para complementar os resultados obtidos anteriormente por meio da aplicação do método de análise modal.

A primeira parte dos cálculos foi efetuada para o mesmo caso de partida da seção anterior, isto é, referente ao ano 2019, patamar de carga média, considerando o cenário Norte Exportador para o Sudeste.

Os índices calculados foram o SCR e ESCR, além do MISCR e MIESCR, esses últimos que consideram a influência dos demais elos de corrente contínua. Porém, serão mostrados aqui somente os valores de ESCR e MIESCR, por levarem em consideração a presença dos filtros. Adicionalmente, serão expostas também as grandezas que dão origem a esses índices, tais como a potência de curto-circuito, a potência ativa injetada nas barras provenientes dos elos CC aos quais as mesmas estão conectadas, além da potência reativa gerada pelos filtros e capacitores conectados a essas barras. Os resultados são apresentados na Tabela 31.

**Tabela 31: Resultado do cálculo dos índices *multi-infeed* para o caso de partida do SIN**

Subestação	Pcc (MVA)	Pd (MW)	Q Filtros (Mvar)	ESCR	MIESCR
Ibiúna 345 kV	21333,69	4632,5	2331,9	4,10	2,23
Araraquara 2 500 kV	20005,97	5643,3	3568,3	2,91	1,64
Estreito 500 kV	19459,2	3511,1	1359,2	5,16	2,29
Terminal Rio 500 kV	20679,36	3490,3	2383,8	5,24	2,58

Conforme esperado, pode-se notar que os valores de MIESCR são sempre menores que os de ESCR. Isto é, a utilização do MIESCR em detrimento ao ESCR é uma ação conservadora, pois leva em consideração a influência de todos os elos de corrente contínua que têm suas estações inversores eletricamente próximas à barra em análise.

Observa-se também que, de modo geral, os índices calculados para esse ponto de operação são considerados baixos. Todos os índices MIESCR, por exemplo, são inferiores a 2,60, o que indica que o sistema apresenta nesse ponto baixa robustez. Essa conclusão está coerente com a análise modal realizada na seção anterior, que mostrou que tal ponto de operação representa uma situação instável.

Adicionalmente, constata-se que os baixos valores referentes à SE Araraquara 2 apontam que essa é uma boa localização para implementar medidas corretivas, como a instalação de compensadores síncronos. Esse teste será realizado na Seção VI.6.2.

## VI.6.1 Teste 1 – Redução da Potência Transmitida nos Elos CC

O primeiro teste consistiu em calcular os índices *multi-infeed* para o caso em que as potências transmitidas nos dois bipolos do Madeira e no primeiro bipolo de Belo Monte foram reduzidas à metade. Cabe ressaltar novamente que, para compensar a redução de potência nos elos CC, elevou-se a geração interna do subsistema Sudeste. Os resultados obtidos nesse novo ponto de operação são apresentados na Tabela 32.

**Tabela 32: Resultado do cálculo dos índices *multi-infeed* após a redução da potência injetada nos elos CC de Araraquara e Estreito**

Subestação	Pcc (MVA)	Pd (MW)	Q Filtros (Mvar)	ESCR	MIESCR
Ibiúna 345 kV	21603,62	4632,5	2355,3	4,16	2,90
Araraquara 2 500 kV	21801,9	2926,8	2191,5	6,70	3,16
Estreito 500 kV	20040,48	1792,8	1429,7	10,38	4,13
Terminal Rio 500 kV	22663,28	3490,3	2345,7	5,82	3,61

Comparando os resultados desse novo ponto com o caso de partida (Tabela 31), verifica-se que as potências de curto-circuito de todas as barras conversoras subiram devido ao aumento da geração na região Sudeste. Essa alteração associada à redução da potência injetada em Estreito e Araraquara fez com que todos os índices *multi-infeed* subissem.

Os índices que mais cresceram foram os relativos às conversoras de Estreito e Araraquara, cujos elos CC as quais estão conectadas foram os que tiveram suas potências reduzidas. Os valores de MIESCR calculados nas SEs Estreito e Araraquara apresentaram uma elevação de 80% e 93%, respectivamente.

O passo seguinte consistiu em fazer uma redução de 30% também da potência transmitida pelos bipolos de Itaipu que chegam à Ibiúna. Os índices obtidos para esse novo ponto de operação são mostrados na Tabela 33.

**Tabela 33: Resultado do cálculo dos índices *multi-infeed* após a redução da potência injetada nos elos CC de Araraquara, Estreito e Ibiúna**

Subestação	Pcc (MVA)	Pd (MW)	Q Filtros (Mvar)	ESCR	MIESCR
Ibiúna 345 kV	21483,16	3277,9	2323,9	5,84	3,70
Araraquara 2 500 kV	21446,11	2926,8	2759,5	6,38	3,32
Estreito 500 kV	19764,19	1792,8	1399,7	10,24	4,46
Terminal Rio 500 kV	22705,58	3490,3	2371,7	5,83	3,85



Pode-se notar que os índices MIESCR aumentaram ainda mais em virtude da redução da potência injetada em Ibiúna. A elevação desses índices é um indicativo de que o sistema se aproxima da estabilidade, assim como foi confirmado nas simulações da análise modal. Contudo, a análise somente dos índices, apesar de indicar o nível de robustez do sistema, não é determinante para saber se o sistema está numa região estável ou instável. Por exemplo, todos os valores de MIESCR da Tabela 33 estão acima de três, o que configura grande robustez do sistema, porém a análise modal mostrou que o modo crítico ainda permanece negativo.

## VI.6.2 Teste 2 – Alterações na Rede Elétrica CA

A primeira parte do segundo teste foi calcular os índices *multi-infeed* para o caso sem a presença da LT 500 kV Marimondo 2 – Campinas. Os resultados são apresentados na Tabela 34.

**Tabela 34: Resultado do cálculo dos índices *multi-infeed* após a retirada da LT 500 kV Marimondo 2 – Campinas**

Subestação	Pcc (MVA)	Pd (MW)	Q Filtros (Mvar)	ESCR	MIESCR
Ibiúna 345 kV	21203,85	4632,5	2330,7	4,07	2,18
Araraquara 2 500 kV	19786,97	5643,3	3847,6	2,82	1,58
Estreito 500 kV	19080,4	3511,1	2078,2	4,84	2,13
Terminal Rio 500 kV	20659,35	3490,3	2378,7	5,24	2,53

Comparando os valores encontrados nessa tabela com os do caso de partida (Tabela 31), houve uma pequena queda nos índices devido à redução da potência de curto-circuito provocada pela ausência da referida linha de transmissão. Esse resultado é esperado, pois os índices dão uma ideia da robustez de determinado ponto do sistema.

Entretanto, a análise modal mostrou que a presença dessa linha acaba sendo prejudicial para a estabilidade de tensão do sistema porque ela aproxima eletricamente duas estações inversoras, o que faz aumentar a interação entre os elos CC. Conclui-se, portanto, que essas duas avaliações, análise modal e cálculo dos índices *multi-infeed*, devem ser realizadas de forma complementar a fim de se obter um diagnóstico adequado tanto da estabilidade de tensão quanto da robustez do sistema.

Outro exemplo da diferença de resultado que essas duas avaliações fornecem pode ser observado no caso em que é instalado compensadores síncronos na SE Araraquara 2. Os resultados dos índices *multi-infeed* para esse ponto de operação é mostrado na Tabela 35.

**Tabela 35: Resultado do cálculo dos índices *multi-infeed* após a inserção de três compensadores síncronos na SE Araraquara 2**

Subestação	Pcc (MVA)	Pd (MW)	Q Filtros (Mvar)	ESCR	MIESCR
Ibiúna 345 kV	21382,15	4632,5	2335,7	4,11	2,28
Araraquara 2 500 kV	21621,16	5643,3	3588,3	3,20	1,80
Estreito 500 kV	19547,95	3511,1	1358,6	5,18	2,38
Terminal Rio 500 kV	20699,51	3490,3	2385,2	5,25	2,66

Ao comparar novamente os resultados dessa tabela com os do caso de partida (Tabela 31), pode-se observar que a presença dos compensadores síncronos eleva não só os índices em Araraquara, como também em todas as demais estações inversoras. Porém, o maior impacto é justamente na SE Araraquara 2, onde os mesmos foram inseridos, que teve um crescimento no valor do MIESCR de aproximadamente 12%.

À primeira vista, essa variação de 12% não parece ser tão significativa, ou seja, o benefício da entrada em operação dos compensadores síncronos não fica tão evidente. Todavia, ao verificar a influência dessa medida corretiva nos modos críticos do sistema, observou-se que ela faz com que o sistema passe de uma situação instável (modo crítico igual a -5,5) para a região estável (modo crítico igual a 0,2), informação essa que não é obtida com tanta clareza nos cálculos dos índices *multi-infeed*. Essa conclusão reforça a teoria de que a análise modal e os índices *multi-infeed* devem, sempre que possível, ser utilizados de forma conjunta.

# CAPÍTULO VII

## CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

### VII.1 Conclusões

Os sistemas elétricos atuais, e principalmente o do Brasil, necessitam demasiadamente de formas eficazes de transmissão de energia, visto que a demanda energética está crescendo de forma significativa, e as novas usinas localizadas longe dos centros de carga continuam a ser construídas.

Assim, como visto neste trabalho, a transmissão por corrente contínua em alta tensão tem diversas vantagens nesse aspecto. Porém, a localização de estações inversoras em regiões próximas eletricamente, que caracteriza uma configuração *multi-infeed*, pode contribuir para o surgimento de diferentes fenômenos de interação entre os elos CCAT. Um desses fenômenos é a instabilidade de tensão nas redes CA conectadas às estações inversoras, que deve ser cuidadosamente estudada.

Nesse contexto, foi mostrado inicialmente, por meio de simulações dinâmicas, que redes CA fracas (baixa relação de curto-circuito) conectadas aos inversores dos elos CC podem sofrer colapso de tensão. A ocorrência desse fenômeno foi simulada em situações em que os elos transmitem grandes potências não suportadas pelo fraco sistema receptor, e em casos de contingência de linhas na rede CA que enfraquecem ainda mais a potência de curto-circuito, deixando o sistema suscetível ao colapso.

Para estudar tal problema, esta dissertação abordou a análise modal estática, baseada na técnica de decomposição de autovalores, como forma de avaliar a estabilidade de tensão em sistemas CCAT *multi-infeed*. Foi desenvolvida uma metodologia para a aplicação dessa técnica de análise modal. Adicionalmente, foram calculados diferentes índices de avaliação *multi-infeed*, que possuem a capacidade de indicar o nível de robustez do sistema. Os resultados das simulações realizadas mostraram que essas duas abordagens são complementares.

Essa constatação ficou evidente durante as análises do sistema-teste, onde foram realizadas sucessivas simulações para enfraquecer a potência de curto-circuito das redes CA receptoras. Assim, os valores dos índices *multi-infeed* foram se reduzindo, o que significa que

o sistema estava se aproximando da instabilidade. Entretanto, somente os resultados da análise modal foram capazes de revelar, em um determinado ponto de operação, a situação de instabilidade, tendo em vista que o modo crítico do sistema se tornou negativo. Pôde-se concluir, portanto, que a análise apenas dos índices, apesar de indicar o nível de robustez do sistema, não é determinante para identificar em qual região o sistema está operando. Somente a análise modal é taxativa quanta à definição se o sistema se encontra numa situação estável ou instável.

Adicionalmente, os resultados das avaliações provaram que os valores dos índices MIESCR em uma determinada barra são sempre menores que os de ESCR, mostrando que a utilização do MIESCR em detrimento ao ESCR é uma ação conservadora, pois leva em consideração a influência de todos os elos de corrente contínua que têm suas estações inversores eletricamente próximas à barra em análise.

Esta dissertação também mostrou que os fatores MIIF nas barras CA dos inversores têm a capacidade de apontar o nível de interação entre os elos CC. Foi visto, por exemplo, que um sistema operando em carga leve apresenta fatores MIIF maiores do que no patamar de carga média, o que significa que os elos são mais propensos a interagir entre si quando o sistema está menos carregado. Isso acontece porque o menor número de máquinas sincronizadas no período de carga leve provoca uma redução do nível de curto-circuito. Complementarmente, foi mostrado que os fatores MIIF ajudam a avaliar o quanto uma determinada obra de transmissão pode aproximar eletricamente os conversores, fazendo assim com que haja maior interação entre os elos.

O cálculo dos fatores MIIF foi realizado nesse trabalho por meio de simulações dinâmicas, nas quais se mediu a variação de tensão em uma barra CA causada pela variação de tensão em outra barra CA do sistema. Entretanto, cabe ressaltar que a aplicação dessa técnica em sistemas com muitos elos CC pode-se tornar relativamente trabalhosa, tendo em vista que, para cada ponto de operação, é necessário simular o evento de queda de tensão em cada uma das barras CA dos conversores e medir a variação de tensão nos demais barramentos. Por exemplo, para cada caso do SIN analisado que conta com quatro conversores, foi necessário realizar quatro simulações e fazer dezesseis medições (quatro medições para cada simulação). Assim sendo, à medida que mais elos CC entrem em operações em regiões eletricamente próximas, se faz necessário encontrar meios que automatizem esse processo.

Ademais, sistemas *multi-infeed* com grande número de elos CC implicam em maiores dificuldades de aplicação da análise modal, sobretudo quando não são utilizadas técnicas de esparsidade como neste trabalho. A metodologia desenvolvida nesta dissertação para

aplicação do método modal requer a realização de muitas operações matriciais até o alcance da matriz Jacobiana-Reduzida, que, a partir daí, é decomposta em autovalores e autovetores. A aplicação de tal metodologia se mostrou bastante efetiva nas simulações do sistema de pequeno porte e facilitou a interpretação dos resultados obtidos. Contudo, o caso estudado do SIN tinha em sua totalidade 6571 barramentos, caracterizando uma matriz Jacobiana de fluxo de potência com dimensão 13142 x 13142. A manipulação de matrizes dessa ordem sem utilizar métodos de esparsidade provoca grande esforço computacional e pode suscitar inclusive a propagação de erros numéricos, o que aumenta a complexidade de interpretação dos resultados da análise modal.

Outro resultado de destaque diz respeito ao caso do SIN em que foi simulada a ausência de uma linha de transmissão. Os índices *multi-infeed* para esse caso apresentaram uma queda em relação ao caso em que a referida linha estava representada. Tal comportamento era esperado, haja vista que a presença desse circuito aumenta a robustez do sistema. Entretanto, a análise modal mostrou que a presença dessa linha acaba sendo prejudicial para a estabilidade de tensão do sistema porque ela aproxima eletricamente duas estações inversoras, o que faz aumentar a interação entre os elos. Tais resultados reforçam mais uma vez a tese de que a avaliação da análise modal e o cálculo dos índices devem ser realizados, sempre que possível, de forma complementar, a fim de se obter um diagnóstico adequado da estabilidade de tensão e da robustez do sistema.

Este trabalho expôs também que existem medidas corretivas que podem evitar a instabilidade de tensão. Uma delas é a instalação de compensadores síncronos na rede CA do sistema receptor. Tais equipamentos foram instalados nas barras CA que apresentavam maior fator de participação associado ao modo crítico na análise modal, já que essa informação indica o ponto de maior envolvimento com a instabilidade de tensão e, conseqüentemente, a localização do sistema mais eficaz para implementar medidas corretivas. Foram apresentados casos em que a inserção dos compensadores síncronos provocou o aumento considerável do modo crítico do sistema, passando-o da região instável para a condição estável. Adicionalmente, mostrou-se que a inclusão de compensadores síncronos leva à redução do nível de interação entre os elos CC, pois elevam a potência de curto-circuito do sistema.

## VII.2 Trabalhos Futuros

O desempenho de sistemas elétricos em CCAT que operam na configuração *multi-infeed* é um assunto que tem sido alvo de inúmeras pesquisas e investimentos no setor elétrico. Assim sendo, serão listadas a seguir algumas sugestões de trabalhos futuros que

podem contribuir para o desenvolvimento do tema não apenas no âmbito da estabilidade de tensão, como também em outros contextos.

- Esta dissertação abordou apenas a estabilidade de tensão em sistemas CCAT. Entretanto, há outros fenômenos passíveis de interação entre elos CC, tais como sobretensões transitórias, interações harmônicas e falhas de comutação. Para cada um desses fenômenos existem estudos a serem desenvolvidos e estratégias mitigadoras a serem adotadas. Nesse sentido, a análise detalhada de tais fenômenos pode ser alvo de futuros trabalhos.
- Todas as simulações realizadas neste trabalho consideraram os retificadores dos elos CC operando em controle de potência constante e os inversores em controle de ângulo de extinção constante. É sabido, por exemplo, que a utilização do controle do inversor com tensão CC constante é favorável à estabilidade de tensão. Sugere-se, portanto, a realização de variações do modo de controle dos conversores e a avaliação da influência na estabilidade de tensão do sistema.
- Os sistemas CCAT analisados ao longo desta dissertação possuem conversores do tipo LCC, ou Conversor Comutado pela Linha, que costumam ser mais utilizados em sistemas elétricos de potência. Todavia, com o avanço de novas tecnologias de válvulas e a necessidade de operação de estações inversoras em áreas com baixos níveis de curto-circuito, outros tipos de conversores começaram a ser desenvolvidos, como o Conversor Comutado por Capacitor (CCC) e o Conversor Fonte de Tensão (VSC). Sugere-se avaliar o impacto da utilização desses outros tipos de conversores na estabilidade de tensão do sistema.
- Este trabalho mostrou que a utilização de compensadores síncronos no sistema é uma medida corretiva muito eficaz para a melhora da estabilidade de tensão. A avaliação do desempenho de outras medidas corretivas, tais como o Compensador Estático de Reativos (SVC – *Static Var Compensator*) e o Compensador Síncrono Estático (STATCOM – *Static Synchronous Compensator*) pode ser o foco de novos trabalhos.
- Foi mostrado que o cálculo dos fatores *multi-infeed* (MIIF) realizado por meio de simulações dinâmicas pode-se tornar bastante trabalhoso em sistemas com muitos elos CC, devido à grande quantidade de eventos a serem simulados e medições a serem feitas. O desenvolvimento de uma funcionalidade que realize essa tarefa automaticamente nos programas computacionais de simulação dinâmica seria um grande benefício.

# REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] K. R. Padiyar, HVDC Power Transmission Systems, New Academic Science Limited, 2011.
- [2] P. Kundur, Power System Stability and Control, McGraw-Hill, 1994.
- [3] A. A. Nohara, "Influência da Modulação de Potência de Elos de Transmissão em Corrente Contínua na Estabilidade de Frequência e no Amortecimento de Modos Interáreas," *Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Rio de Janeiro / COPPE, Rio de Janeiro*, 2015.
- [4] L. A. M. Saavedra, "Estudo de um Sistema CCAT com Capacitor de Comutação," *Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Rio de Janeiro / COPPE, Rio de Janeiro*, 2012.
- [5] T. B. R. de Almeida, "Análise de um Sistema de Transmissão VSC HVDC Submarino para Alimentação de Unidades de Produção de Petróleo Offshore," *Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Rio de Janeiro / COPPE, Rio de Janeiro*, 2011.
- [6] E. W. Kimbark, Direct Current Transmission, Wiley-Interscience, 1971.
- [7] P. de C. Guarini, "Alternativas de Planejamento para Inserção do Complexo Teles Pires no Sistema Interligado Nacional," *Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Rio de Janeiro / COPPE, Rio de Janeiro*, 2011.
- [8] H. P. Lips, "Aspects of Multiple Infeed of HVDC Inverter Stations into a Common A.C. System," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. 92, pp. 775-779, 1973.
- [9] M. Szechtman, L. A. S. Pilotto, W. W. Ping, E. Salgado, A. R. Carvalho et al., "The Behaviour of Several HVDC Links Terminating in the Same Area," *International Conference on Large High Voltage Electric Systems (CIGRE)*, nº 14-201, 1992.
- [10] Y. R. de Souza, "Análise da Interação entre Elos de Corrente Contínua em Redes Eletricamente Próximas," *Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Rio de Janeiro / COPPE, Rio de Janeiro*, 2014.

- [11] J. B. Davies, "Systems with Multiple DC Infeed," *CIGRE Working Group B4.41 - Final Report and Technical Brochure 364*, 2008.
- [12] "Guide for Planning DC Links Terminating at AC System Locations Having Low Short-Circuit Capacity, Part I: AC/DC Interaction Phenomena," *CIGRE Working Group 14.07 and IEEE Working Group 15.05.05 - Technical Brochure 68*, 1992.
- [13] E. Rahimi, "Voltage Interactions and Commutation Failure Phenomena in Multi-Infeed HVDC Systems," *Ph. D. Thesis, University of Manitoba, Canada*, 2011.
- [14] P. F. Toledo, B. Berghdal e G. Asplund, "Multiple Infeed Short Circuit Ratio – Aspects Related to Multiple HVDC into One AC Network," *IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition Asia Pacific*, 2005.
- [15] "Workshop sobre Interação entre Múltiplos Elos CC," *Nota Técnica ONS 0089/2016*, 2016.
- [16] D. L. H. Aik e G. Andersson, "Voltage Stability Analysis of Multi-Infeed HVDC Systems," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 12, nº 3, pp. 1309-1318, 1997.
- [17] J. D. Ainsworth, Gavrilovi'c e H. L. Thanawala, "Static and Synchronous Compensators for DC Transmission Converters Connected to Weak AC Systems," *Cigré General Session, Paris, France*, 1980.
- [18] A. Hammad, K. Sadek e J. Käuferle, "A New Approach for the Analysis of and Solution of DC Voltage Stability Problems at HVDC Terminals," *Proceedings of International Conference on DC Power Transmission, Montreal, Canada*, pp. 164-170, 1984.
- [19] B. Gao, G. K. Morison e P. Kundur, "Voltage Stability Evaluation Using Modal Analysis," *IEEE Transactions on Power System*, vol. 7, nº 4, pp. 1529-1543, 1992.
- [20] A. S. Costa e A. S. Silva, "Notas de Aula de Controle e Estabilidade de Sistemas Elétricos de Potência," *UFSC - Universidade Federal de Santa Catarina*, 2002.
- [21] "Guide for Planning DC Links Terminating at AC System Locations Having Low Short-Circuit Capacities, Part II: Planning Guidelines," *CIGRE Working Group 14.07 and IEEE Working Group 15.05.05 - Technical Brochure 115*, 1997.
- [22] A. E. Hammad e W. Kühn, "A Computation Algorithm for Assessing Voltage Stability at AC/DC Interconnections," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 1, pp. 209-215, 1986.
- [23] L. A. S. Pilotto, M. Szechtman e A. E. Hammad, "Transient AC Voltage Related Phenomena for HVDC Schemes Connected to Weak AC Systems," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 7, nº 3, pp. 1396-1404, 1992.



- [24] B. Frankén e G. Andersson, "Analysis of HVDC Converters Connected to Weak AC Systems," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 5, nº 1, pp. 234-242, 1990.
- [25] D. L. H. Aik e G. Andersson, "Use of Participation Factors in Modal Voltage Stability Analysis of Multi-Infeed HVDC Systems," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 13, nº 1, pp. 203-211, 1998.
- [26] P. Kundur, K. Morrison e B. Gao, "Practical Considerations in Voltage Stability Assessment," *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 15, nº 4, pp. 205-215, 1993.
- [27] X. Wilson, Y. Mansur e P. G. Harrington, "Planning Methodologies for Voltage Stability Limited Power Systems," *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 15, nº 4, pp. 221-228, 1993.
- [28] "Manual do Usuário - Programa de Análise de Redes - ANAREDE - Versão 10.01.01," *CEPEL (Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - Eletrobrás)*, 2016.
- [29] "Guia do Usuário - Programa ORGANON - Versão 2.0," *HPPA Consultoria e Desenvolvimento em Engenharia*, 2010.
- [30] "Apostila de Matlab," *UFC - Universidade Federal do Ceará / Departamento de Engenharia Elétrica*, 2010.
- [31] C. L. T. Borges, "Apostila de Análise de Sistemas de Potência," *UFRJ - Universidade Federal do Rio de Janeiro*, 2005.
- [32] "Manual do Usuário - Programa de Análise de Faltas Simultâneas - ANAFAS - Versão 6.5.1," *CEPEL (Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - Eletrobrás)*, 2014.
- [33] "Manual do Usuário - Utilitário de Conversão de Dados - ANAANA - Versão 6.5.1," *CEPEL (Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - Eletrobrás)*, 2014.
- [34] "Manual do Usuário - Programa de Análise de Transitórios Eletromecânicos - ANATEM - Versão 10.05.04," *CEPEL (Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - Eletrobrás)*, 2015.
- [35] "Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS," 29 12 2016. [Online]. Available: [http://www.ons.org.br/plano\\_ampliacao/casos\\_refer\\_regime\\_permanente.aspx](http://www.ons.org.br/plano_ampliacao/casos_refer_regime_permanente.aspx).
- [36] "Aumento da Capacidade da Interligação entre as Regiões Norte/Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste para Escoamento de Excedentes de Energia das Regiões Norte e Nordeste: Bipolos A e B," *Relatório EPE-DEE-RE-020/2016-rev0*, 2016.
- [37] A. J. Monticelli, *Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica*, Edgard Blücher, 1983.

# APÊNDICE A

## ROTINA DO MATLAB PARA A MONTAGEM DA MATRIZ JACOBIANA NA ANÁLISE MODAL

```
% Transforma valores do Excel para vetores de Valor", "Linhas" e "Colunas"
%
% Índices
m=m_pre';
n=n_pre';

% Tamanho dos vetores "Valor", "Linhas" e "Colunas"
tam_vet=4*length(m);

% Elementos
w=w_pre';
x=x_pre';
y=y_pre';
z=z_pre';

% Montagem dos vetores "Valor", "Linhas" e "Colunas"
valor=zeros(1,tam_vet);
linhas=zeros(1,tam_vet);
colunas=zeros(1,tam_vet);

for i=1:1:length(m)
    valor((4*i)-3)=w(i);
    valor((4*i)-2)=x(i);
    valor((4*i)-1)=y(i);
    valor(4*i)=z(i);

    linhas((4*i)-3)=2*m(i)-1;
    linhas((4*i)-2)=2*m(i)-1;
    linhas((4*i)-1)=2*m(i);
    linhas(4*i)=2*m(i);

    colunas((4*i)-3)=2*n(i)-1;
    colunas((4*i)-2)=2*n(i);
    colunas((4*i)-1)=2*n(i)-1;
    colunas(4*i)=2*n(i);
end

% Dimensão da matriz Jacobiana
tam_jac=2*m(end);

% Preenchimento da matriz Jacobiana
pre_jacob=zeros(tam_jac,tam_jac);

for j=1:1:tam_vet
    pre_jacob(linhas(j),colunas(j))=valor(j);
end
```

# APÊNDICE B

## ROTINA DO MATLAB PARA O REPOSICIONAMENTO DOS ELEMENTOS REFERENTES ÀS BARRAS CA CONVERSoras

```
% Reorganização da matriz Jacobiana (Para sistemas com 4 inversores)
% Colocar os elementos que representam as barras dos inversores no começo
% da matriz (primeiro quadrante da matriz) - Aplicação no caso do SIN
%
% Barra dos inversores
inv1=63;
inv2=2499;
inv3=5156;
inv4=5900;
%
% 1º passo - Colocar a linha correspondente a P do inversor 1 como
primeira linha da matriz, mantendo o resto da matriz
%
Lcapt1=2*inv1-1;
aux1=pre_jacob(Lcapt1,:);
antes1=pre_jacob(1:Lcapt1-1,:);
depois1=pre_jacob(Lcapt1+1:end,:);
jacob1=[aux1;antes1;depois1];
%
% 2º passo - Colocar a linha correspondente a P do inversor 2 como
segunda linha da matriz, mantendo o resto da matriz
%
Lcapt2=2*inv2-1;
aux2=jacob1(Lcapt2,:);
antes2=jacob1(2:Lcapt2-1,:);
depois2=jacob1(Lcapt2+1:end,:);
jacob2=[aux1;aux2;antes2;depois2];
%
% 3º passo - Colocar a linha correspondente a P do inversor 3 como
terceira linha da matriz, mantendo o resto da matriz
%
Lcapt3=2*inv3-1;
aux3=jacob2(Lcapt3,:);
antes3=jacob2(3:Lcapt3-1,:);
depois3=jacob2(Lcapt3+1:end,:);
jacob3=[aux1;aux2;aux3;antes3;depois3];
%
% 4º passo - Colocar a linha correspondente a P do inversor 4 como quarta
linha da matriz, mantendo o resto da matriz
%
Lcapt4=2*inv4-1;
aux4=jacob3(Lcapt4,:);
antes4=jacob3(4:Lcapt4-1,:);
depois4=jacob3(Lcapt4+1:end,:);
jacob4=[aux1;aux2;aux3;aux4;antes4;depois4];
```

```

%
% 5° passo - Colocar a linha correspondente a Q do inversor 1 como quinta
linha da matriz, mantendo o resto da matriz
%
Lcapt5=2*inv1+3;
aux5=jacob4(Lcapt5,:);
antes5=jacob4(5:Lcapt5-1,:);
depois5=jacob4(Lcapt5+1:end,:);
jacob5=[aux1;aux2;aux3;aux4;aux5;antes5;depois5];
%
% 6° passo - Colocar a linha correspondente a Q do inversor 2 como sexta
linha da matriz, mantendo o resto da matriz
%
Lcapt6=2*inv2+2;
aux6=jacob5(Lcapt6,:);
antes6=jacob5(6:Lcapt6-1,:);
depois6=jacob5(Lcapt6+1:end,:);
jacob6=[aux1;aux2;aux3;aux4;aux5;aux6;antes6;depois6];
%
% 7° passo - Colocar a linha correspondente a Q do inversor 3 como sétima
linha da matriz, mantendo o resto da matriz
%
Lcapt7=2*inv3+1;
aux7=jacob6(Lcapt7,:);
antes7=jacob6(7:Lcapt7-1,:);
depois7=jacob6(Lcapt7+1:end,:);
jacob7=[aux1;aux2;aux3;aux4;aux5;aux6;aux7;antes7;depois7];
%
% 8° passo - Colocar a linha correspondente a Q do inversor 4 como oitava
linha da matriz, mantendo o resto da matriz
%
Lcapt8=2*inv4;
aux8=jacob7(Lcapt8,:);
antes8=jacob7(8:Lcapt8-1,:);
depois8=jacob7(Lcapt8+1:end,:);
jacob8=[aux1;aux2;aux3;aux4;aux5;aux6;aux7;aux8;antes8;depois8];
%
% 9° passo - Colocar a coluna correspondente a T do inversor 1 como
primeira coluna da matriz, mantendo o resto da matriz
%
Ccapt9=2*inv1-1;
aux9=jacob8(:,Ccapt9);
antes9=jacob8(:,1:Ccapt9-1);
depois9=jacob8(:,Ccapt9+1:end);
jacob9=[aux9 antes9 depois9];
%
% 10° passo - Colocar a coluna correspondente a T do inversor 2 como
segunda coluna da matriz, mantendo o resto da matriz
%
Ccapt10=2*inv2-1;
aux10=jacob9(:,Ccapt10);
antes10=jacob9(:,2:Ccapt10-1);
depois10=jacob9(:,Ccapt10+1:end);
jacob10=[aux9 aux10 antes10 depois10];
%
% 11° passo - Colocar a coluna correspondente a T do inversor 3 como
terceira coluna da matriz, mantendo o resto da matriz
%
Ccapt11=2*inv3-1;
aux11=jacob10(:,Ccapt11);

```

```

antes11=jacob10(:,3:Ccapt11-1);
depois11=jacob10(:,Ccapt11+1:end);
jacob11=[aux9 aux10 aux11 antes11 depois11];
%
% 12° passo - Colocar a coluna correspondente a T do inversor 4 como
quarta coluna da matriz, mantendo o resto da matriz
%
Ccapt12=2*inv4-1;
aux12=jacob11(:,Ccapt12);
antes12=jacob11(:,4:Ccapt12-1);
depois12=jacob11(:,Ccapt12+1:end);
jacob12=[aux9 aux10 aux11 aux12 antes12 depois12];
%
% 13° passo - Colocar a coluna correspondente a V do inversor 1 como
quinta coluna da matriz, mantendo o resto da matriz
%
Ccapt13=2*inv1+3;
aux13=jacob12(:,Ccapt13);
antes13=jacob12(:,5:Ccapt13-1);
depois13=jacob12(:,Ccapt13+1:end);
jacob13=[aux9 aux10 aux11 aux12 aux13 antes13 depois13];
%
% 14° passo - Colocar a coluna correspondente a V do inversor 2 como
sexta coluna da matriz, mantendo o resto da matriz
%
Ccapt14=2*inv2+2;
aux14=jacob13(:,Ccapt14);
antes14=jacob13(:,6:Ccapt14-1);
depois14=jacob13(:,Ccapt14+1:end);
jacob14=[aux9 aux10 aux11 aux12 aux13 aux14 antes14 depois14];
%
% 15° passo - Colocar a coluna correspondente a V do inversor 3 como
sétima coluna da matriz, mantendo o resto da matriz
%
Ccapt15=2*inv3+1;
aux15=jacob14(:,Ccapt15);
antes15=jacob14(:,7:Ccapt15-1);
depois15=jacob14(:,Ccapt15+1:end);
jacob15=[aux9 aux10 aux11 aux12 aux13 aux14 aux15 antes15 depois15];
%
% 16° passo - Colocar a coluna correspondente a V do inversor 4 como
oitava coluna da matriz, mantendo o resto da matriz
%
Ccapt16=2*inv4;
aux16=jacob15(:,Ccapt16);
antes16=jacob15(:,8:Ccapt16-1);
depois16=jacob15(:,Ccapt16+1:end);
jacob16=[aux9 aux10 aux11 aux12 aux13 aux14 aux15 aux16 antes16
depois16];
%
% Jacobiano final apto para redução de Kron
jacob_fim=jacob16;

```

# APÊNDICE C

## ROTINA DO MATLAB PARA A OBTENÇÃO DA MATRIZ JACOBIANA-REDUZIDA E CÁLCULO DO MODO CRÍTICO E FATORES DE PARTICIPAÇÃO

```
% INCORPORAÇÃO NA MATRIZ JACOBIANA DOS EFEITOS DAS BARRAS SEM INTERESSE
% OBTENÇÃO DA MATRIZ JACOBIANA-REDUZIDA DO SISTEMA
% CÁLCULO DOS AUTOVALORES E FATORES DE PARTICIPAÇÃO
%
% Aplicação no caso do SIN
%
% Número de barras do sistema
n=6571;
% Número de barras de comutação AC
b=4;
%
% Submatrizes da primeira Redução de Kron
A=jacob_fim;
Jr1=A(1:2*b,1:2*b);
Jr2=A(1:2*b,2*b+1:2*n);
Jr3=A(2*b+1:2*n,1:2*b);
Jr4=A(2*b+1:2*n,2*b+1:2*n);
%
% Cálculo do novo Jacobiano após a primeira Redução de Kron
Jred1=Jr1-Jr2*inv(Jr4)*Jr3;
%
% Submatrizes da segunda Redução de Kron
J_PT=Jred1(1:b,1:b);
J_PV=Jred1(1:b,b+1:2*b);
J_QT=Jred1(b+1:2*b,1:b);
J_QV=Jred1(b+1:2*b,b+1:2*b);
%
% Cálculo do Jacobiano de interesse após a segunda Redução de Kron
Jred2=J_QV-J_QT*inv(J_PT)*J_PV;
%
% Autovalores do Jacobiano Reduzido
AV=eig(Jred2/100);
%
% Autovalores e autovetores do Jacobiano reduzido
%
% MAV = Matriz diagonal com os autovalores de Jred2
% D = Matriz com os autovetores à direita de Jred2
% E = Matriz com os autovetores à esquerda de Jred2
[D,MAV]=eig(Jred2/100);
E=inv(D);
%
%
%
%
%
```

```

% Cálculo dos fatores de participação
%
% Identificação do autovalor mínimo ou modo crítico
% MC = modo crítico
% i = índice correspondente
[MC,i]=min(diag(MAV));
%
% Fator de participação da barra 1 de comutação AC associado ao modo
% crítico (Ibiúna)
p1=D(1,i)*E(i,1);
%
% Fator de participação da barra 2 de comutação AC associado ao modo
% crítico (Estreito)
%
p2=D(2,i)*E(i,2);
% Fator de participação da barra 3 de comutação AC associado ao modo
% crítico (Araraquara)
%
p3=D(3,i)*E(i,3);
%
% Fator de participação da barra 4 de comutação AC associado ao modo
% crítico (Terminal Rio)
p4=D(4,i)*E(i,4);

```

# APÊNDICE D

## DADOS DE REGIME PERMANENTE DO SISTEMA-TESTE

```

TITU
Pd elo 1 = 1400 MW e Pd elo 2 = 1400 MW
DOPC IMPR
(Op) E (Op) E (Op) E (Op) E (Op) E (Op) E (Op) E (Op) E (Op) E (Op) E (Op) E
NEWT L RCVG L RMON L 80CO L MFCT L
99999
DCTE
(Mn) ( Val) (Mn) ( Val) (Mn) ( Val) (Mn) ( Val) (Mn) ( Val) (Mn) ( Val)
BASE 100. DASE 1566. TEPA .1 EXST 4. TETP 5. TBPA 5.
TLPP 1. TEPR .1 QLST 4. TLPR 1. TLPQ 2. TSBZ .01
TSBA 5. ASTP .05 VSTP 5. TLVC .01 TLTC .1 TSFR .1E-7
ZMAX 500. TLPV .5 VDVM 150. VDVN 50. TUDC .01 TADC .01
PGER 30. TPST .2 VFLD 70. ZMIN .001 HIST 470 LFIT 10
ACIT 30 LFCV 3 DCIT 10 VSIT 10 LPIT 50 LFLP 10
PDIT 10 LCRT 24 LPRT 60 CSTP 5. ASDC 1.
ICIT 30 DMAX 5 FDIV 2. ICMN .05 VART 5. TSTP 33
ICMV .5 APAS 90. CPAR 70. VAVT 2. VAVF 5. VMVF 15.
VPVT 2. VPVF 5. VPMF 10. VSVF 20. VINP 1. VSUP 1.
TLSI 0. NDIR 0. STTR 0. TRPT 0. STIR 0. BFPO 1.
99999
DBAR
(Num)OETGb( nome )Gl( V) ( A) ( Pg) ( Qg) ( Qn) ( Qm) (Bc ) ( Pl) ( Ql) (
Sh)Are(Vf)M(1) (2) (3) (4) (5) (6) (7) (8) (9) (10)
1 L FOZ-AC 1000 -.1
11000
2 L IBI-AC 1000-1.2 800.
11000
4 L FOZ2-AC 1000-2.4
11000
5 L IBI2-AC 1000-2.5 800.
11000
6 D1 INFIBI2 10003.43 100.-268.-999999999 5
11000
10 L2 IPU9MQ 1000 0.1800.755.8-999999999 1
11000
20 D2 INFIBI 1000 0.-57.7-278.-999999999 2
11000
30 L1 IPU2-9MQ 1000-2.31000.753.2-999999999 4
11000
100 L BARRA-1 993-8.6 700. 200.
11000
101 L BARRA-2 998-9.5 700. 200.
11000
102 L BARRA-3 994-10. 700. 200.
11000
103 L BARRA-4 1000-11. 700. 200.
11000
104 L2 BARRA-4 1050-10.136.7473.2-999999999
11000

```



```

105 L1 BARRA-5 1050-12. 50. 502.-999. 999.
11000
99999
DLIN
(De )d O d(Pa )NcEP ( R% ) ( X% ) (Mvar) (Tap) (Tmn) (Tmx) (Phs) (Bc
) (Cn) (Ce)Ns (Cq) (1) (2) (3) (4) (5) (6) (7) (8) (9) (10)
1 4 1 1.
1 10 1 .01
2 5 1 5.
2 20 1 .5
4 30 1 .01
5 6 1 .5
100 2 1 .1 1. 10.
100 101 1 .1 1. 10.
100 101 2 .1 1. 10.
100 101 3 .1 1. 10.
100 101 4 .1 1. 10.
101 104 1 .5 1. 2.
102 5 1 .1 1. 10.
102 103 1 .1 1. 10.
102 103 2 .1 1. 10.
102 103 3 .1 1. 10.
102 103 4 .1 1. 10.
103 105 1 .5 1. 2.
99999
DELO
(No) O ( V ) ( P ) ( Identificacao ) M E
1 600. 1566. Itaipu-Ibi-Polo1 N L
5 600. 1566. Itaipu-Ibi-Polo5 N L
99999
DCBA
(No) O TP( Nome )Gl( Vd)
1 1+RETIFICADORA 570.7
2 +INVERSORA 544.9
3 ONEUTRA 0.
4 ONEUTRA 0.
13 1+RETIFICADORA 571.1
14 +INVERSORA 545.4
15 ONEUTRA 0.
16 ONEUTRA 0.
99999
DCLI
(De) O (Pa)Nc P ( R ) ( L )
1 2 1 F 10.51231.9
13 14 1 F 10.51231.9
99999
DCNV
(No) O (CA ) (CC) (EL) T p (Ino) (Xc ) (Vfs) (Snt) (Rra) (Lra) (CCC) Fr
1 1 1 3 R 4 2610. 17.8 127.4 471. 0.
2 2 2 4 I 4 2610. 17.2 122. 450. 0.
9 4 13 15 R 4 2610. 17.8 127.4 471. 0.
10 5 14 16 I 4 2610. 17.2 122. 450. 0.
99999
DCCV
(No) O FMC (Vsp) (Marg (IMax (Dsp) (Dtn) (Dtm) (Tmn) (Tmx) (S (Vmn (Tmh)
(Ttr)
1 P 1400. 2700. 15. 5. 16.3 .925 1.25 1.25
1.
2 F P 1000. 10. 2700. 17. 17. 17. .966 1.305 1.305
1.

```

9	P	1400.	2700.	15.	5.	16.3	.925	1.25	1.25
1.									
10	F P	1000.	10. 2700.	17.	17.	17.	.966	1.305	1.305
1.									
99999									
DGBT									
(G ( kV)									
0	500.								
99999									
FIM									