

TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA A LONGA DISTÂNCIA COM LINHAS  
CA SEGMENTADAS POR EQUIPAMENTOS B2B-VSC

Raphael Gárdos

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

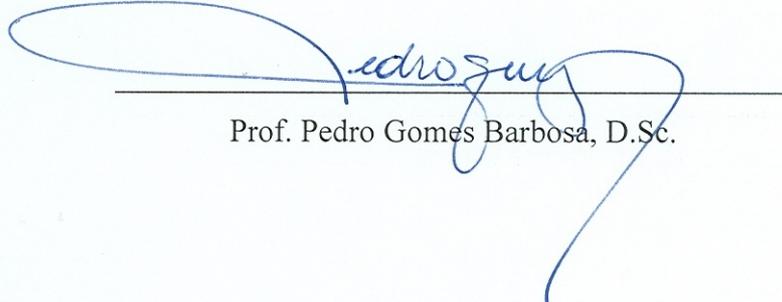
Aprovada por:



Prof. Antonio Carlos Ferreira, Ph. D.



Prof. Edson Hirokazu Watanabe, D. Eng.



Prof. Pedro Gomes Barbosa, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL

JUNHO DE 2008

GÁRDOS, RAPHAEL

Transmissão de Energia Elétrica a Longa  
Distância com Linhas CA Segmentadas por  
Equipamentos B2B-VSC [Rio de Janeiro] 2008

XIV, 114 p. 29.7 cm (COPPE/UFRJ, M.Sc.,  
Engenharia Elétrica, 2008)

Dissertação – Universidade Federal do Rio de  
Janeiro, COPPE

1. Estabilidade Eletromecânica

I. COPPE/UFRJ II. Título (série)

À minha Esposa.

## **AGRADECIMENTOS**

Ao Professor Alquindar Pedroso pela criação da idéia da dissertação, dedicação, atenção e inestimável apoio durante todos os anos em que estivemos trabalhando juntos.

Ao Professor Antonio Carlos pela orientação e incentivo para a realização desta dissertação.

À COPPE/UFRJ, em especial aos professores do Programa de Energia Elétrica, pelos ensinamentos no decorrer do curso.

Ao Engenheiro Ricardo Diniz do CEPTEL, pelos ensinamentos e pelo tempo dedicado que contribuíram para a conclusão desta dissertação.

Ao Engenheiro César Gonzaga Martins do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, pelos oportunos comentários feitos a este trabalho.

Aos amigos do ONS que direta ou indiretamente contribuíram para esta dissertação, especialmente Sérgio de Barros Martins, Leonardo Cortes Soares, Maria de Lourdes Souza Leite, Rogério Amado e José Carlos Sili Salomão.

Ao meu Pai que sempre me incentivou, me acompanhou e direcionou com especial atenção a minha vida profissional e pessoal.

A minha Mãe pela dedicação e incentivo.

As minhas irmãs Luiza e Ana pelo carinho.

Além de dedicar não posso deixar de agradecer em especial a minha esposa Nathalie pela imensa compreensão, dedicação, e amor.

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

TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA A LONGA DISTÂNCIA COM LINHAS  
CA SEGMENTADAS POR EQUIPAMENTOS B2B-VSC

Raphael Gárdos

Junho/2008

Orientador: Antonio Carlos Ferreira

Programa: Engenharia Elétrica

Este trabalho busca apresentar uma alternativa de transmissão de energia em C.A. a longas distâncias ( $\geq 1000$  km), aqui denominada de transmissão segmentada, utilizando um equipamento moderno de eletrônica de potência, baseado em conversor fonte de tensão “back to back voltage source converter” – “B2B-VSC”. Ao segmentar a transmissão, esse equipamento pode definir áreas de operação independentes, tornando mais flexível a operação da rede como um todo. Este dispositivo é imune a falhas de comutação e permite um controle muito rápido de potência ativa e reativa entre as áreas interconectadas, com tempo de atuação na faixa dos milissegundos. Com essa característica é possível através de ajustes no ângulo de fase, regular a potência ativa, ou amplitude, atuando no controle da tensão, provendo maior margem de estabilidade ao sistema, minimizando o impacto de grandes perturbações e limitando a extensão de possíveis distúrbios.

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

LONG DISTANCE SEGMENTED AC TRANSMISSION WITH B2B-VSC  
EQUIPMENTS.

Raphael Gárdos

June/2008

Advisor: Antonio Carlos Ferreira

Department: Electrical Engineering

This work proposes to present an alternative of segmented transmission of energy through long distances, being used a modern equipment of power electronics, based on voltage source converter “back to Back voltage source converter” – “B2B-VSC”. When segmenting a long transmission, the equipment defines independent areas of operation, becoming more flexible the operation of the net as a whole. This device is immune the commutation imperfections and reaches a fast control of active and reactive power between the interconnected areas, with time of performance in the band of the milliseconds. With this characteristic one becomes possible to create any angle of phase, regulating the active power, or amplitude, acting in the control of the voltage, almost that instantaneously providing bigger edge with stability to the system, minimizing the impact of great disturbances and limiting the extension of possible riots.

## ÍNDICE

<b>Capítulo I Introdução</b> .....	<b>1</b>
I.1 Introdução.....	1
I.2 Objetivo.....	3
I.3 Organização da Dissertação.....	5
<b>Capítulo II Integração do Potencial da Amazônia</b> .....	<b>7</b>
II.1 Contextualização.....	7
II.1.1 Expectativa do crescimento do mercado de energia elétrica .....	8
II.1.2 Característica da matriz energética .....	8
II.1.3 Importância da hidroeletricidade e localização do potencial .....	10
II.1.4 Principais sistemas de transmissão e corredores em estudo .....	11
II.1.5 Impactos ambientais característicos dos sistemas de transmissão e sua inserção regional .....	13
II.1.5.1 Impactos devidos à ocupação do solo.....	14
II.1.5.2 Impactos devidos aos efeitos elétricos.....	15
II.1.5.3 Impacto Visual .....	16
<b>Capítulo III Conceitos de desempenho eletromecânico</b> .....	<b>17</b>
III.1 Característica de Elasticidade da Transmissão em CA .....	17
III.2 Outros Conceitos e Práticas Adotadas no Exame da Estabilidade Eletromecânica .....	19
III.3 Estabilidade Transitória.....	20
III.4 Modos de oscilação eletromecânicos.....	21
III.5 Fatores limitantes na transmissão em CA .....	25
<b>Capítulo IV FACTS</b> .....	<b>29</b>
IV.1 Tecnologia FACTS.....	29
<b>Capítulo V O Elo B2B - VSC</b> .....	<b>32</b>
V.1 Estrutura de um B2B-VSC .....	34
V.1.1 Principais equipamentos e suas funções.....	35
V.2 Filosofia geral de controle do VSC.....	36
V.2.1 Tipos de Controle.....	41
V.3 Modulação PWM Senoidal.....	42
V.4 Vantagens de utilização para a estabilidade do dispositivo B2B-VSC.....	43
V.5 Amortecimento de oscilações usando a conexão B2B-VSC.....	45

<b>Capítulo VI Simulação do Elo B2B - VSC - Representação Utilizada nos Programas ANAREDE e ANATEM.....</b>	<b>48</b>
VI.1 Modelos.....	48
VI.2 Estratégia de Inicialização.....	50
VI.3 Estratégia de Controle.....	56
<b>Capítulo VII Metodologia e Critérios Considerados nas Simulações Dinâmicas.....</b>	<b>59</b>
<b>Capítulo VIII Aplicação da Transmissão Segmentada por B2B-VSC, no SIN- Casos de Estudo .....</b>	<b>62</b>
VIII.1 Áreas Seguras.....	62
VIII.2 Integração de Projetos a Longa Distância.....	64
VIII.2.1 Simulações e Análises.....	67
VIII.3 Aplicação a um sistema existente.....	81
VIII.3.1 Simulações e Análises.....	84
<b>Capítulo IX Custos e Benefícios .....</b>	<b>97</b>
IX.1 Introdução.....	97
IX.2 Custo da Transmissão em C.A. Segmentada.....	98
IX.2.1 Custo dos Interconectores.....	98
IX.2.2 Estimativa de custo para a transmissão em CA segmentada adotada no Exercício - Integração da usina de Santo Antônio a Coxipó (Cuiabá).....	99
IX.2.3 Estimativa de custo para a transmissão em CA segmentada adotada no Exercício - Integração do B2B-VSC na interligação Norte/Sul.....	102
<b>Capítulo X Conclusões e Trabalhos Futuros.....</b>	<b>104</b>
<b>Referências Bibliográficas.....</b>	<b>106</b>
<b>Apêndice Aplicações Existentes no Mundo.....</b>	<b>109</b>
AI.1 Hellsjön: a primeira transmissão em CC VSC.....	109
AI.2 Gotland.....	110
AI.3 Eagle Pass / Piedras Negras.....	111
AI.4 Tjaereborg.....	112
AI.5 Terranora (Directlink).....	112
AI.6 Murraylink.....	113
AI.7 Cross Sound Cable.....	113
AI.8 Troll A.....	113
AI.9 Estlink.....	114
AI.10 Borkum 2.....	114

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 – Escoamento em CA segmentada por B2B-VSC.....	4
Figura 2 – Escoamento do potencial do rio Madeira.....	7
Figura 3 – Distribuição da potência instalada no Brasil.....	10
Figura 4 – Interligações inter-regionais.....	12
Figura 5 – Alternativas em estudo pela EPE.....	13
Figura 6 – Sistema mecânico de tipo massa-mola.....	18
Figura 7 – Massas interligadas por uma mola.....	18
Figura 8 – Resposta a um distúrbio transitório do ângulo do rotor em relação ao centro de massa (Caso 1 estável, Caso 2 e 3 instáveis).....	21
Figura 9 – Gerador x barra infinita.....	22
Figura 10 – Malha torque-ângulo.....	24
Figura 11 – Curva universal para linhas de transmissão aplicada a todos os níveis de tensão.....	26
Figura 12 – Porcentagem de estabilidade em regime permanente.....	27
Figura 13 – Modelo de uma estação conversora “B2B-VSC” de 150 kV-500 MW.....	30
Figura 14 – Transmissão VSC básica.....	32
Figura 15 – Diagrama fasorial na barra terminal emissora.....	33
Figura 16 – Diagrama fasorial na barra terminal receptora.....	33
Figura 17 – Principais componentes de um lado de uma subestação B2B-VSC.....	34
Figura 18 – Conversor VSC de 6 pulsos com capacitor no lado CC.....	36
Figura 19 – Tensões das fases em relação ao ponto médio fictício do capacitor.....	37
Figura 20 – Tensões das fases em relação ao neutro do sistema.....	37
Figura 21 – circuito de uma fase da conexão VSCr.....	39
Figura 22 – Diagrama fasorial de fluxo ativo.....	39
Figura 23 – Diagrama fasorial de fluxo reativo.....	40
Figura 24 – Curva típica PxQ de um conversor VSC em “Back to Back”.....	41
Figura 25 – Uso da modulação PWM para um VSC de dois níveis.....	43
Figura 26 – Diagrama PxQ.....	44
Figura 27 – Sistema exemplo.....	45
Figura 28 – Representação no ANAREDE.....	48
Figura 29 – Representação no ANATEM.....	50
Figura 30 – Rampeamento de potência ativa nas barras terminais.....	51
Figura 31 – Tensão no capacitor CC.....	51
Figura 32 – Fator de modulação.....	52
Figura 33 – Ângulo das barras terminal e do retificador.....	52
Figura 34 – Equivalente de Thévenin para o lado CA de conversor VSC.....	53
Figura 35 – Elo do B2B-VSC.....	53
Figura 36 – Componente $V_d$ controlando $V_i$ .....	56
Figura 37 – Componente $V_q$ controlando $V_c$ .....	57

Figura 38 – Cálculo de $mck$ e $\psi k$ .	57
Figura 39 – Diagrama de bloco do controle do retificador.	58
Figura 40 – Diagrama de bloco do inversor.	58
Figura 41 – Sistema Interligado Nacional – SIN.	63
Figura 42 – Alternativa de escoamento do potencial do rio Madeira.	64
Figura 43 – Áreas assíncronas.	65
Figura 44 – Sistema em análise.	67
Figura 45 – Tensões no tronco principal da transmissão, na inicialização do sistema.	68
Figura 46 – Frequência dos geradores.	68
Figura 47 – Potência ativa entrando no B2B-VSC.	69
Figura 48 – Potência reativa no B2B-VSC.	69
Figura 49 – Potência reativa dos compensadores estáticos.	70
Figura 50 – Descrição dos eventos simulados.	71
Figura 51 – Tensões no tronco de transmissão, sem chaveamento de reatores.	71
Figura 52 – Tensões no tronco de transmissão, sem chaveamento de reatores.	72
Figura 53 – Tensões no tronco de transmissão, sem chaveamento de reatores.	72
Figura 54 – Atuação dos compensadores estáticos.	73
Figura 55 – Tensões no tronco de transmissão.	74
Figura 56 – Potência elétrica nas máquinas da CEMAT.	74
Figura 57 – Acelerações nas máquinas da CEMAT.	75
Figura 58 – Máximas frequências alcançadas pelas máquinas.	76
Figura 59 – Atuação dos compensadores estáticos.	76
Figura 60 – Descrição dos eventos.	77
Figura 61 – Tensões no tronco de transmissão de 500 kV.	78
Figura 62 – Tensões no tronco de transmissão de 230 kV.	79
Figura 63 – Potência elétrica nas máquinas da CEMAT.	79
Figura 64 – Atuação dos compensadores estáticos.	80
Figura 65 – Interligação Norte-Sul/Norte-Nordeste/Sudeste-Nordeste.	82
Figura 66 – Interligações entre as regiões Norte, Nordeste, Sudeste e Sul.	83
Figura 67 – Fluxo na interligação Norte-Sul.	87
Figura 68 – Ângulos dos geradores em relação à referência Ilha Solteira.	87
Figura 69 – Tensões nas subestações do sistema Norte.	88
Figura 70 – Tensões nas subestações do sistema Sudeste.	88
Figura 71 – Frequência dos geradores.	89
Figura 72 – Fluxo na interligação Norte-Sul.	89
Figura 73 – Ângulos dos geradores em relação à referência Ilha Solteira.	90
Figura 74 – Tensões nas subestações do sistema Norte.	90
Figura 75 – Tensões nas subestações do sistema Sudeste.	91
Figura 76 – Frequência dos geradores.	91
Figura 77 – Sistema separado em áreas assíncronas.	92

Figura 78 – Sistema Sudeste e Norte com B2B-VSC.....	93
Figura 79 – Fluxo de potência ativa em cada circuito da interligação Norte-Sudeste. ....	93
Figura 80 – Ângulo dos geradores dos sistemas Norte e Sudeste.....	94
Figura 81 – Tensões nas subestações do sistema Norte.....	95
Figura 82 – Tensões nas subestações do sistema Sudeste.....	95
Figura 83 – Frequência dos geradores dos sistemas Sudeste e Norte. ....	96
Figura 84 – Diagrama unifilar da subestação de Jauru 500 kV .....	101

## ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1 – Sistema Interligado Nacional (SIN) e subsistemas: carga de energia (MW médios).....	8
Tabela 2 – Parque gerador existente em 2006 no Brasil (MW).....	9
Tabela 3 – Potencial hidrelétrico brasileiro.....	11
Tabela 4 – Limites máximos e mínimos por classe de tensão.....	61
Tabela 5 – Descrição dos fluxos e intercâmbios considerados.....	84
Tabela 6 – Descrição dos casos simulados.....	84
Tabela 7 – Tipos de conversores VSC.....	98
Tabela 8 – Custos totais das subestações de 500 kV em Reais .....	100

## **SIGLAS E ABREVIACES**

CCAT – Corrente contínua em alta tensão

CAAT – Corrente alternada em alta tensão

SIN – Sistema Interligado Nacional

C.A. – Corrente alternada

C.C. – Corrente contínua

EPE – Empresa de Pesquisa Energética

VSC – “Voltage Source Converter”

PWM – “Pulse Width Modulation”

ANAREDE – Programa do CEPEL para análise de redes em regime permanente

ANATEM – Programa do CEPEL para análise de transirios eletromecânicos

SEs – Subestações

LTs – Linhas de transmissão

p.u. – Por unidade (grandeza normalizada por um valor base)

SIL – “Surge Impedance Line” (potência natural de uma linha de transmissão)

GTO – “Gate Turn-Off Thyristor” (tiristor com corte pelo gatilho)

IGBT – “Insulated Gate Bipolar Transistor” (transistor bipolar com gatilho isolado)

IGCT – “Integrated Gate Commutated Thyristor (tiristor comutado por gatilho integrado)

MCT – “MOS Controlled Thyristor” (tiristor controlado pela tecnologia MOS)

STATCOM – “Static Synchronous Shunt Compensator” (compensador síncrono esttico com conexão em derivação)

SSSC – “Static Synchronous Series Compensator” (compensador síncrono esttico com conexão em série)

UPFC – “Unified Power Flow Controller” (controlador unificado de fluxo de potência)

CSC – “Current Source Converter” (conversor baseado em fonte de corrente)

P – Potência ativa

Q – Potência reativa

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico

ERAC – Esquema regional de alívio de carga

P&D – Pesquisa e desenvolvimento

UHE – Usina Hidroelétrica

PPS – Proteção para perda de sincronismo

NEWAVE – Programa do CEPEL de otimização energética

CEPEL – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica

HVDC LIGHT – Equipamento da ABB – ASEA BROWN-BOVERI, baseado em conversores fonte de tensão

## SÍMBOLOS

$F$  – Força aplicada a um bloco de massa  $M_1$

$M_1$  – Massa referente ao bloco 1

$M_2$  – Massa referente ao bloco 2

$X_1$  – Deslocamento do bloco 1 em relação à posição inicial de equilíbrio

$X_2$  – Deslocamento do bloco 2 em relação à posição inicial de equilíbrio

$K$  – Coeficiente de elasticidade da mola

$J_1$  – Massa referente ao bloco 1

$J_2$  – Massa referente ao bloco 2

$T_1$  – Força rotacional referente ao bloco 1

$T_2$  – Força rotacional referente ao bloco 2

$\phi_1$  – Deslocamento angular referente à posição inicial do bloco 1

$\phi_2$  – Deslocamento angular referente à posição inicial do bloco 2

$K_\phi$  – Coeficiente de elasticidade torcional da mola

$E$  – Tensão de máquina genérica

$\delta_1$  – Ângulo de máquina genérica em relação ao centro de massa

$V_1$  – Módulo da tensão na barra 1

$V_2$  – Módulo da tensão na barra 2

$V_s$  – Módulo da tensão na barra swingue

$x_1$  – Impedância de ligação entre a barra da máquina genérica e a barra 1

$x_2$  – Impedância de ligação entre a barra 2 e a barra swingue

$\delta_1$  – Ângulo da barra 1 em relação ao centro de massa

$\delta_2$  – Ângulo da barra 2 em relação ao centro de massa

# Capítulo I

## Introdução

### I.1 Introdução

A perspectiva do aproveitamento do potencial hidrelétrico da Amazônia [1] e o seu afastamento em relação aos grandes centros de consumo traz como consequência a transmissão de grandes blocos de energia a distâncias superiores a 2.000 km, atravessando regiões de diferentes características elétricas do solo (resistividade), condições atmosféricas (índice isoceraunico), biofísicas, sócio-econômicas e culturais. De forma a viabilizar técnica e economicamente o transporte de grandes blocos de energia elétrica a longas distâncias costuma-se recorrer ao emprego da transmissão - em corrente contínua (CCAT – Corrente Contínua em Alta Tensão) e/ou corrente alternada (CAAT – Corrente Alternada em Alta Tensão) com compensação série e tensão de operação igual ou superior a 500 kV. Nesta direção, diversas alternativas para a integração do complexo hidrelétrico do rio Madeira vem sendo estudadas mais recentemente pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE, órgão de planejamento de longo prazo, e para a decisão final sobre o tipo de transmissão a ser adotado, serão relevantes os aspectos acima mencionados. Tratando-se do primeiro empreendimento de integração dos potenciais hidroelétricos da Amazônia, julga-se da maior importância buscar harmonizar o projeto com os futuros empreendimentos (em outras palavras – definir um paradigma para a efetiva integração de todos os projetos futuros) de modo a garantir uma estrutura de transmissão dotada de alto grau de confiabilidade/flexibilidade operativa, integrada ao Sistema Interligado Nacional – SIN. Esta postura permite dimensionar as necessidades de Pesquisa e Desenvolvimento para atender uma demanda que em 2012 deverá atingir cerca de 65.000 MW.

O progresso alcançado na fabricação de válvulas a tiristores aumentou a competitividade dos sistemas de transmissão em CCAT. Embora as linhas de transmissão em CCAT apresentem perdas ôhmicas menores quando comparadas com as linhas de transmissão em corrente alternada – (C.A.) de mesma capacidade de transmissão, os sistemas em CCAT requerem equipamentos terminais cujos custos e perdas de potência devem ser consideradas na análise econômica. Assim,

tradicionalmente a opção da transmissão em corrente contínua – (CC) é considerada economicamente viável quando a distância envolvida é longa ( $\geq 1000$  km) e a quantidade de energia elétrica a ser transmitida é de montante elevado (acima de 2000 MW), cabendo destacar que não se pode perder de vista os aspectos técnicos associados à operação da interconexão e os seus rebatimentos no sistema ao qual vai se conectar.

A seguir são citados alguns aspectos técnicos considerados na seleção de alternativas de Transmissão de Potência. [2]

#### Interconexões em CA:

- A capacidade de manter o sincronismo entre dois sistemas nas mais variadas condições de operação (estabilidade eletromecânica);
- O impacto nos níveis de curto-circuito dos sistemas existentes;
- O controle da geração e frequência do novo conjunto interconectado.

#### Interconexões em CC:

- Os sistemas não precisam operar em sincronismo;
- A ligação CC pode contribuir para melhorar a estabilidade de um ou dos dois sistemas CA, modulando a potência transmitida em resposta à oscilação do sistema;
- Não existem elevações dos níveis de curto-circuito;
- Qualquer transferência de potência pode ser ajustada independentemente da impedância, ângulo de fase, frequência e tensão;
- As ligações em CCAT são bastante sensíveis às variações de tensão no extremo receptor;
- São essencialmente ligações ponto a ponto, contribuindo minimamente para reforços, “vascularização”, do sistema elétrico ao qual se inserem;
- Apresentam reduzida flexibilidade de despacho (limitação de corrente mínima);
- Para alcançar uma maior competitividade com a transmissão em CA, impõem requisitos de operação monopolar que se traduzem em estudos e cuidados adicionais de operação (efeitos de corrosão de gasodutos), de difícil avaliação econômica.

### Interconexões Mistas:

Neste trabalho investiga-se a adoção de uma solução mista, que combina os aspectos técnicos das interconexões em CA e das interconexões em CC. Ela consiste em essência de uma interconexão em CA segmentada por um dispositivo conectado em “back to back baseado em conversores fonte de tensão que daqui por diante será denominado B2B-VSC.

Fica assim evidenciada a complexidade para a determinação da melhor alternativa de transmissão para a integração dos potenciais de geração hidrelétrica da Amazônia. Registra-se que para uma decisão final técnico-econômica deverão ser considerados não somente os aspectos técnicos destacados anteriormente, mas também os impactos ambientais da transmissão e sua inserção regional, que estão descritos no item I.9.

Atualmente o equipamento B2B-VSC, é fabricado com capacidades já superiores a 300 MW por unidade, com emprego em pleno crescimento. Num futuro próximo, poderão ser viabilizados para potências unitárias maiores [3], proporcionando grande flexibilidade na operação de sistemas de potência, destacando-se: a interconexão de dois ou mais sistemas em CA de potência síncronos ou assíncronos e o suprimento a áreas de forma radial, sem o emprego de equipamentos convencionais, que necessitam para adequado funcionamento, suporte de potência reativa de alto custo.

## **I.2 Objetivo**

O objetivo deste trabalho é mostrar a possibilidade e os benefícios da aplicação da tecnologia B2B-VSC na interconexão de subsistemas de grande porte no Sistema Interligado Nacional – SIN, criando independência na operação e dando especial atenção à segurança operativa frente a perturbações, melhorando o desempenho dinâmico de todo o sistema.

A Figura 1 ilustra o Sistema Interligado Nacional – SIN [4] e duas abordagens distintas na aplicação do B2B-VSC na conexão entre áreas. Os detalhes de cada aplicação estão no Capítulo VIII.

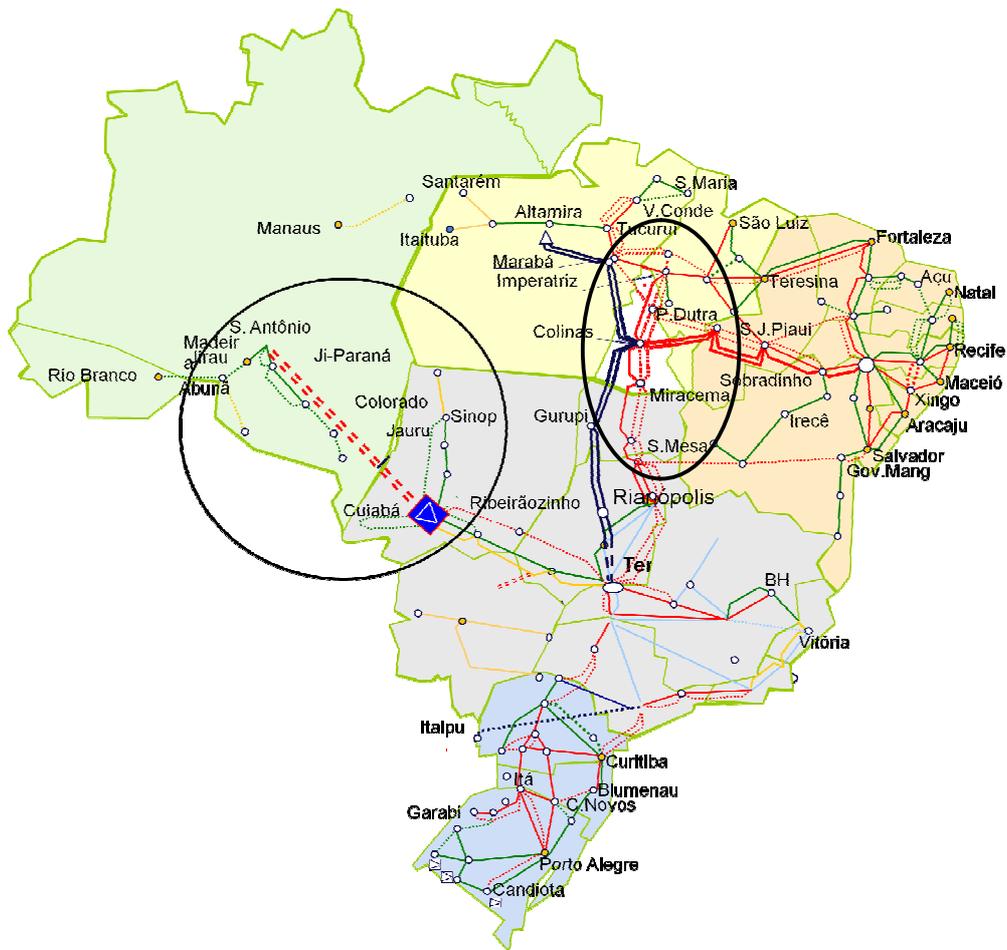


Figura 1 – Escoamento em CA segmentada por B2B-VSC.

A primeira abordagem integra os projetos de aproveitamento do potencial elétrico da Amazônia, ao SIN, utilizando uma transmissão em 500 kV, segmentada por B2B-VSC. A segunda abordagem, implementa numa transmissão existente do SIN, Interligação Norte-Sul, a segmentação pelo B2B-VSC.

A configuração resultante de cada uma das alternativas forma um novo sistema, composto por duas áreas interconectadas pelo B2B-VSC.

Busca-se também no trabalho avaliar os benefícios técnicos e econômicos obtidos com a utilização do B2B-VSC, na composição dessas duas alternativas.

### **I.3 Organização da Dissertação**

Além do Capítulo I que apresenta uma introdução ao objeto da dissertação, este trabalho está organizado como se segue:

No Capítulo II é apresentada uma contextualização da integração de potenciais hidrelétricos da Amazônia, assim como uma expectativa de crescimento do mercado de energia elétrica no Brasil. Este capítulo também aborda o problema da inserção regional e os principais impactos ambientais decorrentes dos sistemas de transmissão.

No Capítulo III são apresentados os conceitos e práticas da análise do desempenho eletromecânico em que este trabalho se baseou.

No Capítulo IV é introduzido o conceito da tecnologia FACTS, contendo um breve histórico e os tipos de equipamentos existentes.

No Capítulo V é apresentada uma visão geral da transmissão VSC. O funcionamento de cada componente, as vantagens em relação à tecnologia clássica do CCAT, assim como a utilização para melhorar o desempenho dinâmico do sistema estão descritas em detalhes. Ainda apresenta a filosofia geral do controle de um equipamento VSC baseado no PWM (Pulse Width Modulation). A alta controlabilidade leva a potenciais vantagens e aplicações que no futuro serão atrativas do ponto de vista da operação da rede.

No Capítulo VI são apresentadas algumas aplicações do equipamento FACTS, baseado por fonte de tensão, existentes no mundo.

No Capítulo VII são indicadas as representações que serão utilizadas nos programas de análise de redes elétricas ANAREDE e ANATEM, do equipamento B2B - VSC. Também é mostrada a simulação de inicialização do modelo, assim como a estratégia de controle.

No Capítulo VIII é apresentada a metodologia e os critérios utilizados para as simulações dinâmicas.

No Capítulo IX são apresentadas duas aplicações da utilização do equipamento FACTS, B2B-VSC. A primeira simula a conexão a um sistema existente, mostrando suas vantagens na transmissão de potência e a segunda simula a conexão a um sistema futuro, segmentando uma longa transmissão em corrente alternada utilizada para o transporte de um grande bloco de energia.

No Capítulo X é efetuada uma comparação de custos e benefícios da aplicação, exemplificada no Capítulo VI, que trata da longa transmissão segmentada por um equipamento B2B-VSC, mostrando as principais vantagens técnico-econômicas da alternativa.

Finalmente, o Capítulo XI apresenta as principais conclusões do trabalho e também sugestões para trabalhos futuros.

# Capítulo II

## Integração do Potencial da Amazônia

### II.1 Contextualização

Na Figura 2 é apresentada uma síntese dos estudos que vêm sendo elaborados pela EPE [1], ficando evidenciada a importância do emprego da hidroeletricidade na expansão do SIN e que os aproveitamentos mais relevantes, de regularização, que possuem capacidade de armazenamento, se localizam na Região Amazônica. Essa característica requer a implantação de grandes troncos de transmissão que permitam a transferência de grandes blocos de energia por longas distâncias, o que se traduz em grande desafio de engenharia com repercussões ambientais.

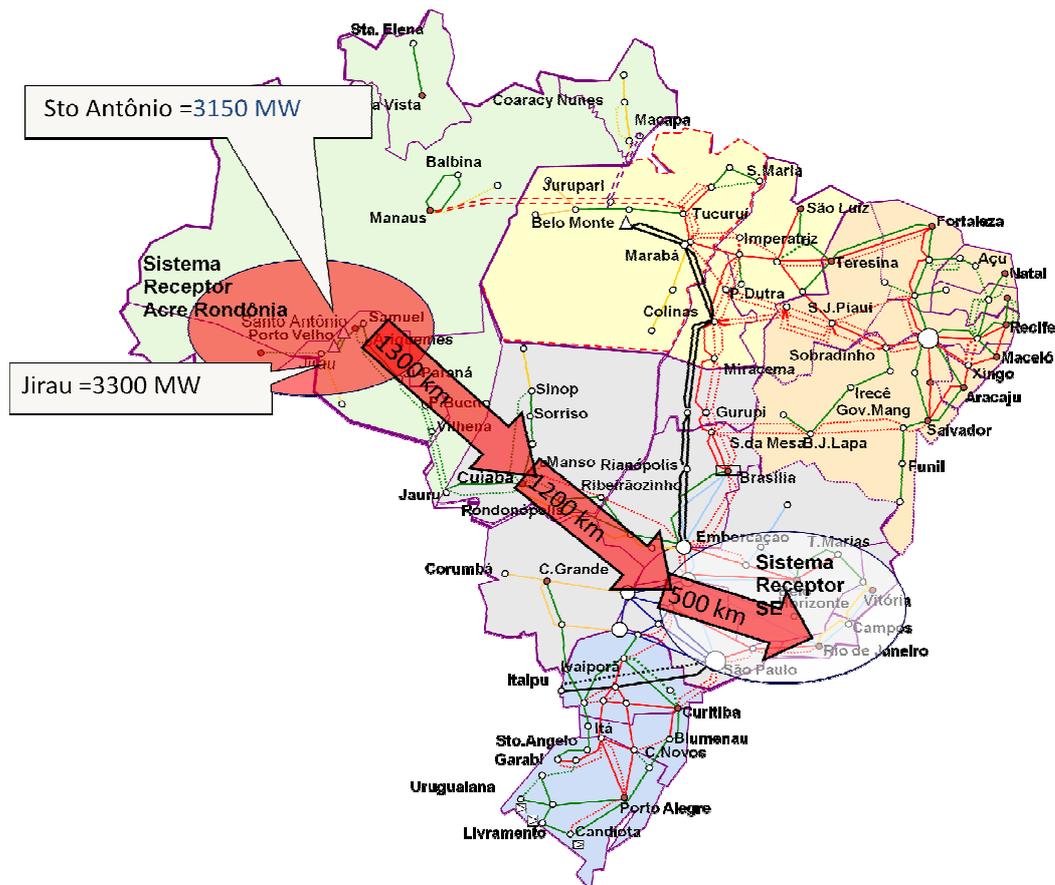


Figura 2 – Escoamento do potencial do rio Madeira.

### ***II.1.1 Expectativa do crescimento do mercado de energia elétrica***

Um dos cenários macroeconômicos e energéticos considerados no Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica – PDEE 2006/2016, elaborado pela EPE, sinaliza para os próximos 10 anos crescimento médio de 5,0% na carga de energia do SIN. O setor industrial seguirá como principal segmento do consumo, com participação de 43% em 2016, o setor comercial/outros responderá por 32%, ficando o setor residencial em torno de 25%, mesmo considerando os avanços que possam ser obtidos na área de eficiência energética.

A Tabela 1 que se segue, apresenta as projeções dos valores de carga de energia para os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Rondônia, Sul, Nordeste e Norte.

Tabela 1 – Sistema Interligado Nacional (SIN) e subsistemas: carga de energia (MW médios).

Ano	Sul	SE/CO Norte				Nordeste	Brasil Interligado	Aumento (%)
		SE/CO	Rondônia	N	Manaus			
2006	7940	29866		3398		6920	48124	
2007	8320	31421		3502		7324	50568	5,1
2008	8696	32785	133	3773		7653	53040	4,9
2009	9148	34179	415	3946		7995	55683	5,0
2010	9626	35643	437	4083		8550	58339	4,8
2011	10030	37126	470	4365		8936	60927	4,4
2012	10463	38781	498	4569	1190	9383	64885	6,5
2013	10905	40712	529	4686	1280	9796	67908	4,7
2014	11458	42381	562	4843	1377	10327	70947	4,5
2015	11978	44281	597	5471	1479	10879	74685	5,3
2016	12495	46069	637	6197	1586	11404	78388	5,0
<b>Crescimento Médio do SIN (2007-2016)</b>								<b>5,0</b>

### ***II.1.2 Característica da matriz energética***

A capacidade instalada do Brasil em 31/12/2006, considerando todo o parque gerador existente, inclusive os aproveitamentos existentes que compõem os Sistemas Isolados, as interligações internacionais já em operação e também a parcela de Itaipu importada do Paraguai, é da ordem de 105.000 MW, conforme detalhado na Tabela 2 a seguir.

Tabela 2 – Parque gerador existente em 2006 no Brasil (MW).

	Empreendimentos em Operação						
	Tipo	Capacidade Instalada			Total		
		Nº Usinas	(MW)	%	Nº Usinas	(MW)	%
Hidro		638	74017	71	638	74017	71
Gás	Natural	74	9860	9	101	10798	10
	Processo	27	939	1			
Petróleo	Óleo Diesel	546	3057	3	566	4464	4
	Óleo Residual	20	1408	1			
Biomassa	Bagaço de Cana	226	2677	3	269	3713	4
	Licor Negro	13	785	1			
	Madeira	26	224	0			
	Biogás	2	20	0			
	Casca de Arroz	2	6	0			
Nuclear		2	2007	2	2	2007	2
Carvão Mineral		7	1415	1	7	1415	1
Eólica		15	237	0	15	237	0
Importação	Paraguai		5650	5		8170	8
	Argentina		2250	2			
	Venezuela		200	0			
	Uruguai		70	0			
Total		1598	104822	100	1598	104822	100

Face à distribuição geográfica dos grandes centros de carga, o SIN atualmente é dividido em quatro subsistemas elétricos: Sudeste/ Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte. A interligação do sistema isolado Acre-Rondônia, compondo o subsistema Madeira, conectado ao subsistema Sudeste/Centro-Oeste, está prevista para o início de 2009 e a interligação do sistema Manaus-Macapá, incorporado ao subsistema Norte, deverá ocorrer a partir de janeiro de 2012.

A capacidade instalada do país em 2016 ultrapassará os 140.000 MW, assim como a capacidade da geração hidrelétrica evoluirá de 77.300 MW em 2006 atingindo cerca de 109.000 MW em 2016, com aproveitamento de parte do potencial da Amazônia.

### II.1.3 Importância da hidroeletricidade e localização do potencial

A fonte hidrelétrica constitui uma das maiores vantagens competitivas do país, por se tratar de um recurso renovável e passível de ser implementada e atendida pelo parque industrial brasileiro. Embora permaneça nas próximas décadas na posição de liderança, a sua participação na matriz elétrica deverá reduzir da proporção de 71% em 2006 para 75% em 2016.

Cabe aqui registrar que, segundo os estudos da EPE, fica evidenciado que a expansão da oferta de energia elétrica no Brasil pode e deve seguir com predominância da hidroeletricidade. O aproveitamento do potencial hidráulico da Amazônia deve ser feito de forma social e ambientalmente sustentável sendo fundamental para a expansão da oferta de energia elétrica a longo prazo.

Conforme se pode constatar na Figura 3, já em 2016 a geração hidráulica da Amazônia representa cerca de 15% da potência total instalada. A Tabela 3 mostra que o potencial hidrelétrico brasileiro, encontra-se nas bacias da região amazônica.

Distribuição da Potência Hidrelétrica instalada em Janeiro de 2007

Distribuição da Potência Hidrelétrica instalada em Dezembro de 2016

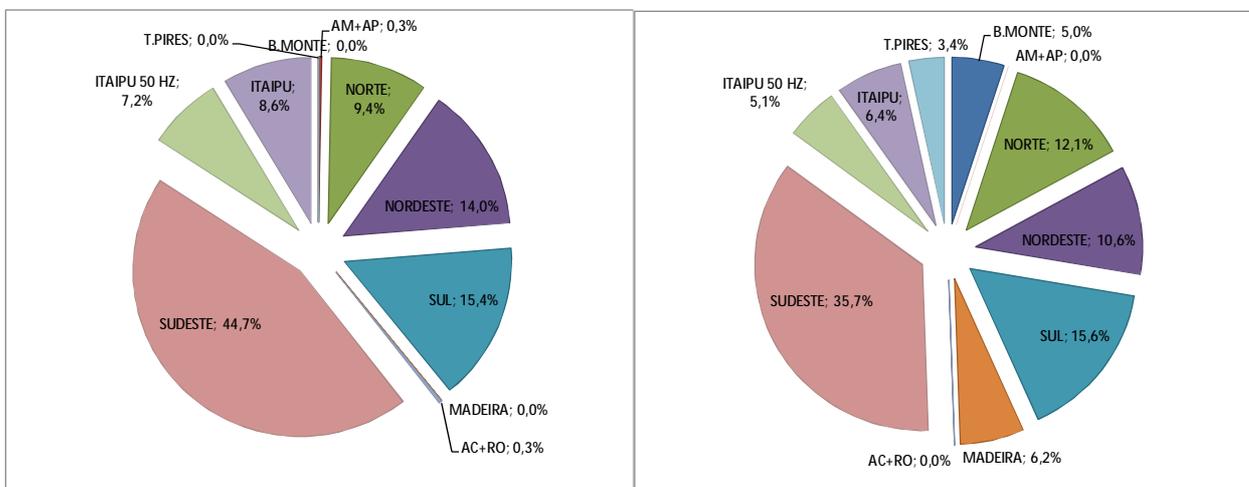


Figura 3 – Distribuição da potência instalada no Brasil.

Tabela 3 – Potencial hidrelétrico brasileiro.

Bacia	Aproveitado	Inventário	Estimado	Total	%
Amazonas	835	77058	28256	106149	42,2
Paraná	41696	10742	5363	57801	23
Tocantins/Araguaia	12198	11297	4540	28035	11,2
São Francisco	10290	5550	1917	17757	7,1
Atlântico Sudeste	4107	9501	1120	14728	5,9
Uruguai	5182	6482	1152	12816	5,1
Atlântico Sul	1637	1734	2066	5437	2,2
Atlântico Leste	1100	1950	1037	4087	1,6
Paraguai	499	846	1757	3102	1,2
Parnaíba	225	819	0	1044	0,4
Atlântico NE Oc.	0	58	318	376	0,1
Atlântico NE Or.	8	127	23	158	< 0,1
Total	77777	126164	47549	251490	100
%	30,9	50,2	18,9	100	

O aproveitamento das disponibilidades existentes especialmente na Amazônia implicará na implantação de longos troncos de transmissão não somente para a integração das usinas, mas também para reforçar as interligações entre os subsistemas.

#### ***II.1.4 Principais sistemas de transmissão e corredores em estudo***

A interligação elétrica existente entre as regiões possibilita a otimização energética aproveitando a diversidade hidrológica existente entre os subsistemas. O SIN está dividido em quatro subsistemas:

- Sul (S) - Rio Grande do Sul, Santa Catarina e Paraná;
- Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO) - Espírito Santo, Rio de Janeiro, Minas Gerais, São Paulo, Goiás, Distrito Federal, Mato Grosso e Mato Grosso do Sul e, a partir de 2009, o Acre e Rondônia passarão a fazer parte deste subsistema;
- Norte (N) - Pará, Tocantins e Maranhão e, a partir de 2012, parte do Amazonas e Amapá passarão a fazer parte deste subsistema;
- Nordeste (NE) - Piauí, Ceará, Rio Grande do Norte, Paraíba, Pernambuco, Alagoas, Sergipe e Bahia.

Na Figura 4 estão apresentadas as interligações existentes entre regiões, assim como também a futura interligação Acre/Rondônia - Sudeste/Centro-Oeste.



Figura 4 – Interligações inter-regionais.

Por ser objeto de análise desse trabalho, pode-se destacar o sistema de integração das usinas do rio Madeira bem como do reforço da interligação dos estados de Acre e Rondônia com a região Sudeste/Centro-Oeste.

A bacia do rio Madeira é caracterizada por um potencial hidrelétrico expressivo, sendo considerado inicialmente o complexo produtor composto pelos aproveitamentos de Santo Antônio (2012) e Jirau (2013), totalizando 6.450 MW. Os estudos dos sistemas de transmissão de integração dessas usinas estão sendo concluídos por um grupo de trabalho específico, coordenado pela EPE, e com participação de diversas empresas.

A Figura 5 ilustra, de forma esquemática, as alternativas que vêm sendo estudadas e a conseqüente ampliação da interligação da região do Acre/Rondônia com a região Sudeste/Centro-Oeste.

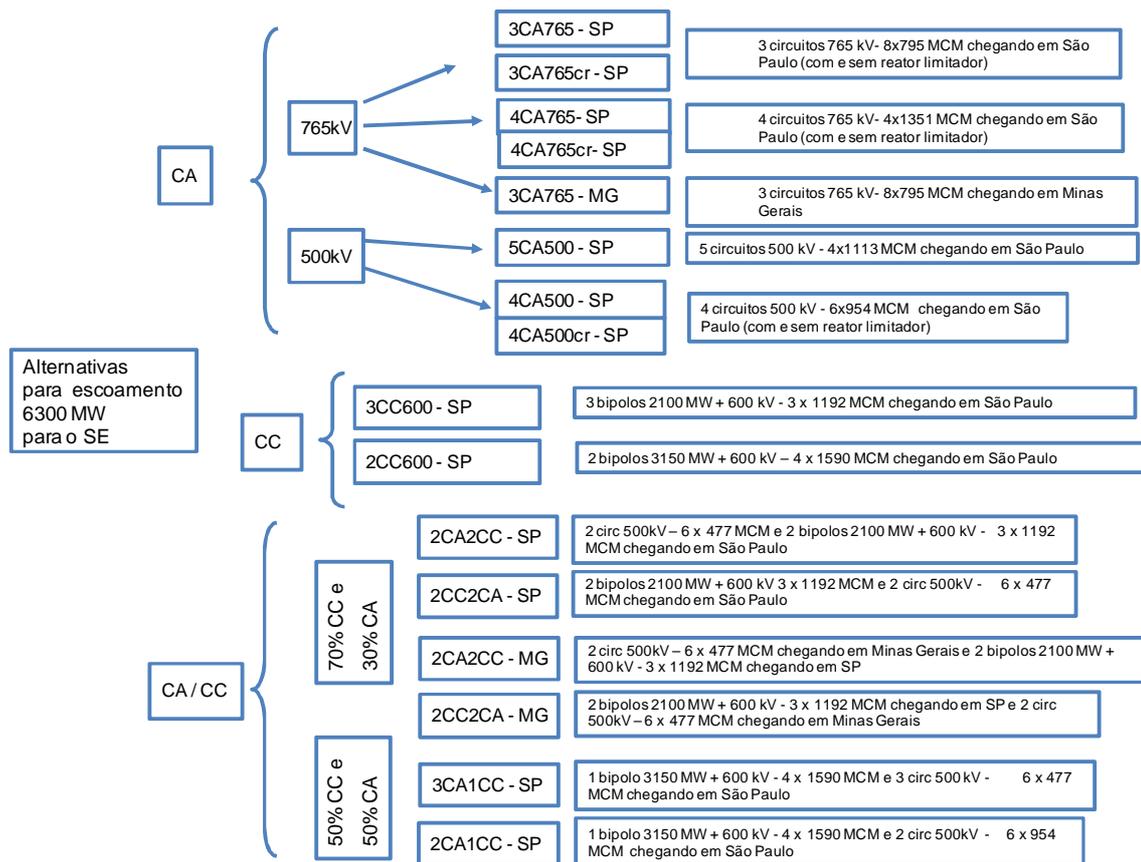


Figura 5 – Alternativas em estudo pela EPE

### II.1.5 Impactos ambientais característicos dos sistemas de transmissão e sua inserção regional

Os sistemas de transmissão (subestações - SEs e linhas de transmissão - LTs) proporcionam benefícios relevantes para a sociedade através do transporte de energia elétrica dos centros produtores aos centros de consumo e através da interligação entre os diversos subsistemas que integram o SIN permitindo efetivar elevadas transferências de energia entre subsistemas proporcionando maior segurança no atendimento, reduzindo os riscos de desabastecimento. Entretanto, linhas de transmissão e subestações causam agressões ao meio ambiente ao longo de suas rotas e nas áreas que são implantadas, destacando-se:

### ***II.1.5.1 Impactos devidos à ocupação do solo***

#### Linhas de transmissão:

A largura das faixas de segurança das linhas é função das distâncias verticais e horizontais entre os condutores e entre estes e o solo e também dos níveis de campo elétrico ao nível do solo. Geralmente são estabelecidas restrições de uso do solo nestas faixas, o que pode envolver o remanejamento de seus ocupantes originais.

Na fase de construção, os impactos são devidos à desobstrução da faixa, às escavações para as fundações, à montagem das estruturas, ao lançamento dos cabos condutores, à implantação do canteiro de obras e à abertura das estradas de acesso.

Essas atividades envolvem movimentação de terra, escavações, trânsito de máquinas e equipamentos e, dependendo do tipo de terreno, desmatamento e desmonte de rochas.

A abertura de estradas de acesso, além dos impactos físicos citados acima, cria rotas de penetração populacional que, em áreas frágeis, podem ser o agente indireto de impactos ao meio físico-biótico mais nocivos que aqueles ocasionados pela limpeza da faixa de segurança.

Durante a fase de operação, os impactos se devem à ocupação física dos pontos onde são instaladas as torres, fundações e estais e às possíveis restrições ao uso do solo embaixo dos condutores de alta tensão.

#### Subestações:

A área ocupada por uma subestação é função da tensão de transmissão, da potência, da quantidade de vãos para entrada/saída de linhas, da existência de instalações de transformação e de equipamentos de controle de tensão.

Durante a fase de construção, os impactos sobre o uso do solo são devidos à retirada da cobertura vegetal da área a ser ocupada pela subestação e à movimentação de terra, motivada por aterro ou cortes. Durante essa fase cuidados especiais devem ser tomados para evitar o impacto causado por vazamento de óleo e pelo despejo de efluentes líquidos.

### ***II.1.5.2 Impactos devidos aos efeitos elétricos***

As perturbações elétricas causadas pelas linhas de transmissão e subestações podem ser divididas em três grandes grupos:

- efeitos dos campos elétricos e magnéticos;
- efeitos corona;
- transferências de potencial.

Os campos elétricos e magnéticos podem causar indução de corrente e tensão em objetos metálicos. Nos projetos de linhas e subestações normalmente são tomadas medidas de forma a não acarretar risco à segurança de pessoas que entrem em contato com esses objetos ou que estejam situadas próximas às instalações. A presença desses campos produz interações com os organismos vivos, através de tensões e correntes induzidas, que são objeto de análise e investigação diante da possibilidade de virem a produzir efeitos adversos nos sistemas biológicos pela exposição de longo prazo.

As descargas corona se manifestam quando o campo existente na superfície dos condutores é suficientemente alto para ionizar o ambiente. Estas descargas constituem fontes de interferência eletromagnética (sinais de rádio e televisão), de ruído audível e de geração de ozônio e óxido de nitrogênio. Os critérios de projeto estabelecem limites para a ocorrência destas descargas evitando que altas concentrações destes gases afetem a biota terrestre.

Quando de curto-circuito envolvendo fase(s) – terra, ocorrem elevações de potencial no entorno das torres e há a possibilidade de transferências de potencial da malha de terra das subestações através de condutos metálicos, ocasionando riscos de choques elétricos. Esses efeitos são evitados mediante projetos adequados em conformidade com as normas em vigor.

### ***II.1.5.3 Impacto Visual***

No caso da linha de transmissão, decorre principalmente da repetição contínua de torres e condutores ao longo da linha de visão. As subestações produzem impacto visual semelhante ao de uma planta industrial. Este efeito é mais danoso quando se trata de área rural, onde as paisagens são menos alteradas. Também há o impacto visual da concentração de linhas ligadas às subestações.

Com relação à inserção regional de sistemas de transmissão devemos salientar que no Brasil o potencial de produção de energia hidráulica encontra-se distante dos centros de consumo, implicando na implantação de sistemas de transmissão extensos de tensão elevada e de subestações de grande porte. Essa característica faz com que, nestes casos, os beneficiários da geração e da utilização da energia elétrica não sejam os mesmos indivíduos que arcam com os impactos e custos sociais inerentes à implantação de sistemas de transmissão.

Como a energia é o produto final do empreendimento, é razoável que o atendimento das comunidades carentes de energia, que sejam atravessadas pela linha ou que se localizem próximas às subestações seja considerado como variável de planejamento. A passagem de uma linha de transmissão próxima a uma localidade gera muitas expectativas, sendo de difícil compreensão e aceitação pelas comunidades que a energia elétrica, promotora do progresso, passe por eles, impacte sua região e não lhes proporcione algum benefício. Uma das dimensões mais relevantes no planejamento de um sistema de transmissão consiste no conhecimento da demanda por energia ao longo das rotas prováveis das LTs e dos locais das SEs e numa articulação, quando possível, com as concessionárias locais para analisar a viabilidade técnico-econômica e política de suprir pequenas cargas representadas por propriedades rurais, vilas, etc.

O uso múltiplo da faixa de segurança surge como uma forma de possibilitar à população atingida a utilização de um espaço de uso restrito. Para tanto é necessário que os parâmetros e critérios elétricos sejam estabelecidos de forma a diminuir as restrições e possibilitar uma utilização segura dessa faixa. O aumento do custo do empreendimento será contrabalançado pelos benefícios à comunidade, facilitando a operação das instalações pela empresa, uma vez que a comunidade torna-se co-responsável pela manutenção do espaço, contribuindo para prevenir a ocupação desautorizada da faixa e até mesmo ato de vandalismo.

# Capítulo III

## Conceitos de desempenho eletromecânico

### III.1 Característica de Elasticidade da Transmissão em CA

A idéia de estabilidade em sistemas elétricos de potência [5] está relacionada com o comportamento dinâmico do sistema quando o mesmo é afastado de uma condição de operação em equilíbrio (regime permanente) por meio de uma perturbação ou distúrbio. O distúrbio aplicado ao sistema leva a perda inicial do sincronismo entre os diferentes rotores das máquinas síncronas que operam, sejam elas geradoras ou motores síncronos. O mecanismo de recuperação do sincronismo entre as máquinas deve-se a existência de forças restauradoras – torques sincronizantes. Em condições de regime permanente, existe um equilíbrio entre torque mecânico e o torque elétrico de cada máquina, mantendo a velocidade (frequência) constante. Se ocorrer uma perturbação no sistema, este equilíbrio é rompido resultando em aceleração e/ou desaceleração dos rotores das máquinas de acordo com as leis de movimento dos corpos girantes. Ao considerarmos um sistema composto por duas máquinas conectadas por uma linha de transmissão, alimentando uma carga, no momento em que um gerador gira mais rápido do que outro, a posição angular do seu rotor em relação a um gerador mais lento estará em avanço. A diferença angular entre os dois geradores resulta na transferência de parte da carga da máquina mais lenta para a máquina mais rápida, resultando em reduções relativas de velocidade e separação angular. O sucesso da recuperação do sincronismo entre as máquinas - depende, pois da magnitude e direção desse esforço de sincronização entre máquinas desenvolvido no período pós falta. É bem conhecida a expressão deste torque de sincronização, usualmente apresentado nos cursos de estabilidade:

$$\text{Torque sincronizante entre rotores K e M} = \frac{E_k E_m}{X_{km}} \text{sen} \delta_{km} \quad (1)$$

A partir de uma dada condição operativa, um aumento da separação angular relativa, pode levar a instabilidade. Não é difícil perceber que as distâncias elétricas e geográficas entre os rotores influem decisivamente na estabilidade de funcionamento

de uma ligação síncrona – transmissão em C.A. É possível também atribuir à transmissão um caráter de elasticidade, que evoca sistemas mecânicos de tipo massa-mola em translação, e configurações em rotação de inércias interligadas por eixos elásticos, conforme as Figuras 6 e 7.

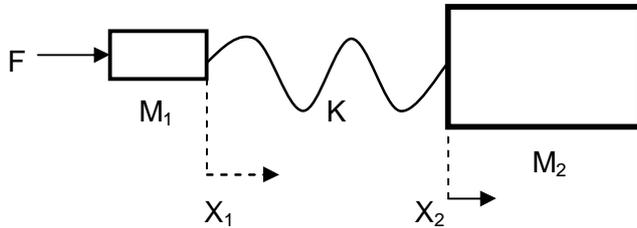


Figura 6 – Sistema mecânico de tipo massa-mola.

Equações dos movimentos relativo das massas interligadas por uma mola com coeficiente de elasticidade K:

$$M_1 \frac{dv_1}{dt} = F - K(x_1 - x_2) \quad (2)$$

$$M_2 \frac{dv_2}{dt} = +K(x_1 - x_2) \quad (3)$$

$$\frac{dx_1}{dt} = v_1 \quad (4)$$

$$\frac{dx_2}{dt} = v_2 \quad (5)$$

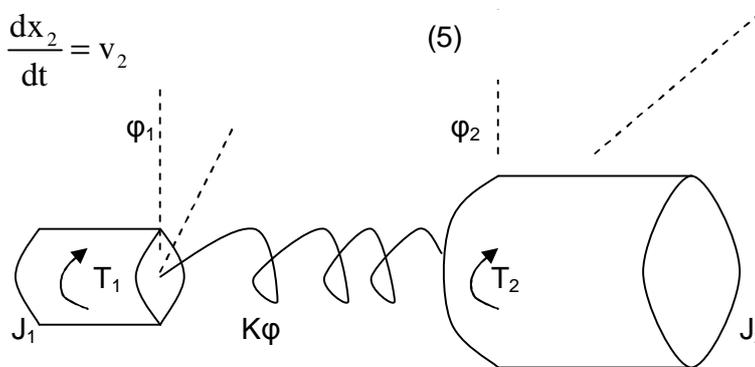


Figura 7 – Massas interligadas por uma mola.

$$J_1 \frac{d\phi_1}{dt} = T - K_\phi(\phi_1 - \phi_2) \quad (6) \quad J_2 \frac{d\phi_2}{dt} = T - K_\phi(\phi_2 - \phi_1) \quad (7)$$

$$\frac{d\phi_1}{dt} = \omega_1 \quad (8)$$

$$\frac{d\phi_2}{dt} = \omega_2 \quad (9)$$

A similaridade entre as equações que descrevem o movimento relativo dos rotores das máquinas elétricas e massas/inércias num sistema mecânico justificam a afirmação

registrada anteriormente de que a transmissão em C.A. apresenta características elásticas. Esta elasticidade de tipo torcional é NÃO LINEAR, pois o torque de sincronização correspondente depende do SENO da diferença entre os ângulos entre máquinas.

### **III.2 Outros Conceitos e Práticas Adotadas no Exame da Estabilidade Eletromecânica**

São infinitas as perturbações que podem ocorrer num sistema de potência, sendo que de acordo com a natureza delas, definem-se duas categorias de estabilidade: estabilidade à pequenas perturbações e estabilidade à grandes perturbações.

A estabilidade a pequenas perturbações está relacionada, principalmente ao comportamento dinâmico do sistema quando o mesmo é sujeito a perturbações de pequena magnitude em torno de um ponto de equilíbrio, tais como pequenas variações de carga. Neste caso a análise do problema de estabilidade pode ser realizada linearizando as equações do modelo do sistema elétrico de potência em torno de um ponto de operação inicial, resultando assim, num conjunto de equações diferenciais lineares. Essa consideração é válida, uma vez que após a ocorrência de uma pequena perturbação, o sistema irá oscilar em torno do ponto de operação inicial e retornará a ele no caso do sistema ser considerado estável.

As pequenas perturbações excitam os modos de oscilação eletromecânicos naturais dos sistemas elétricos de potência e observados, por exemplo, como oscilações no ângulo do rotor das máquinas e oscilações nos fluxos de potência ativa das linhas. Quando mal amortecidas, essas oscilações eletromecânicas podem causar desgastes mecânicos nas máquinas, restrições na capacidade de transferência de potência e em casos extremos provocar interrupção no suprimento e perda de sincronismo de geradores.

A estabilidade a grandes perturbações, objeto de análise neste trabalho, refere-se à capacidade do sistema em encontrar uma condição de equilíbrio (domínio de estabilidade do ponto de equilíbrio pós falta) após ter sido submetido a uma grande perturbação.

Uma forte perturbação, dentre outras situações, pode ser caracterizada por um curto-circuito numa determinada instalação de transmissão ou geração, perda de uma unidade geradora de grande porte, entrada ou saída inesperada de grandes cargas. Nestas condições o sistema é bastante afastado do ponto de operação original e desse modo, as não linearidades presentes nas equações que regem a dinâmica dos geradores devem ser levadas em consideração. A solução do problema de estabilidade a grandes perturbações envolve, então, a solução numérica de um conjunto de equações diferenciais não-lineares.

A faixa de tempo da análise de resposta do sistema a essas perturbações é suficientemente pequena, mas compatível com as frequências naturais do sistema, de modo que algumas dinâmicas podem ser desprezadas na análise da estabilidade, tais como, a ação dos reguladores de velocidade. O único controle para eliminar a falha do sistema é aquele associado às operações de chaveamento, disjuntores e relés, através da remoção do equipamento onde ocorreu a falta. Para análises de períodos de tempo superiores a 10 segundos, após a eliminação da falta, a ação dos reguladores de velocidade devem ser levadas em conta

Em geral as oscilações eletromecânicas podem ser de modo local, entre 1 e 2 Hz, onde um gerador oscila contra o resto do sistema e, de modo inter-área, onde dois ou mais grupos de geradores localizados em áreas diferentes, oscilam uns contra os outros, oscilações com frequência inferior a 1 Hz, quando há troca de potência entre áreas.[5]

### **III.3 Estabilidade Transitória**

Está relacionada com a capacidade do sistema de potência em manter o sincronismo quando submetida a um distúrbio transitório severo. A instabilidade dita de tipo aperiódica é traduzida por uma aceleração contínua dos rotores dos geradores síncronos do sistema, em virtude da falta de torques sincronizantes entre as máquinas. Geralmente, a instabilidade desse tipo ocorre já na primeira oscilação, de modo que a estabilidade transitória é comumente referida como estabilidade de primeira oscilação “first-swing”. Entretanto, para grandes sistemas, em decorrência de uma possível superposição de modos, a instabilidade – a perda de sincronismo de uma ou mais máquinas de um sistema – pode ocorrer em oscilações subseqüentes. A

Figura 8 ilustra os comportamentos estáveis (Caso 1) e instáveis (Caso 2 e 3) de operação.

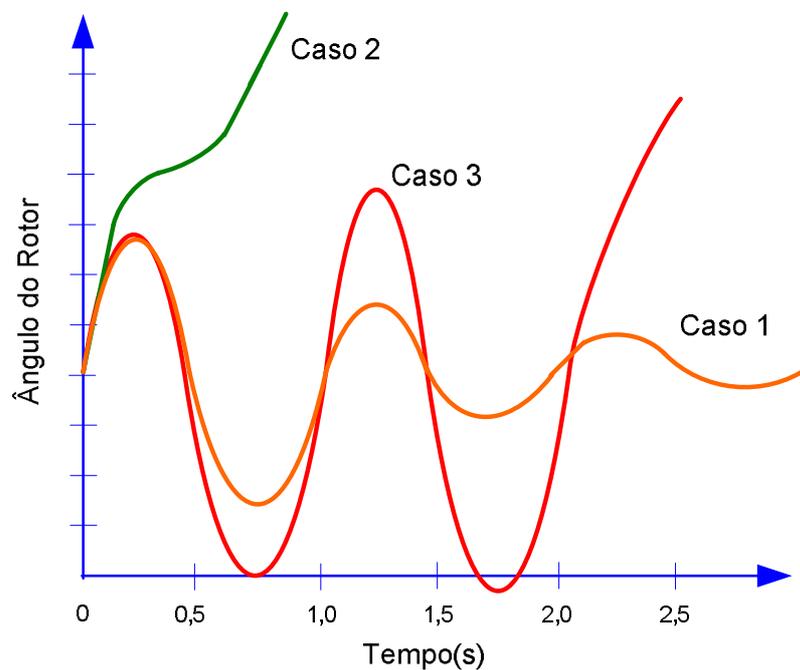


Figura 8 – Resposta a um distúrbio transitório do ângulo do rotor em relação ao centro de massa (Caso 1 estável, Caso 2 e 3 instáveis)

### III.4 Modos de oscilação eletromecânicos

- Modos Locais: são caracterizados pela oscilação de um gerador (ou um grupo de geradores) contra o resto do sistema ou por geradores conectados em locais próximos, possuindo frequência na faixa de 1,0 a 2,0 Hz;
- Modos Inter-área: são observadas quando um grupo de geradores localizados em uma área oscila coerentemente contra outro grupo de geradores localizados em outra área, ocorrendo comumente nas faixas inferiores a 1 Hz.

Os modos de oscilações eletromecânicas são reconhecidos como modos críticos em virtude do baixo amortecimento natural do sistema. Para determinadas condições de operação, geralmente as de elevado carregamento, características combinadas das cargas e dos sistemas de controle dos geradores (excitação e velocidade) podem reduzir consideravelmente ou até mesmo tornar negativo o amortecimento de algum modo de oscilação do sistema (local ou inter área). Desta forma, oscilações pouco amortecidas ou com amplitudes crescentes podem ameaçar ou inviabilizar a operação do sistema elétrico.

Oscilações de modo local tendem a ocorrer quando os geradores (ou grupo de geradores) são conectados ao sistema por linhas de transmissão com altas reatâncias. Tal fato ocorre principalmente para o caso de usinas situadas distantes dos centros de cargas, e, portanto, conectadas por longas linhas de transmissão (essencialmente radiais) em alta e extra-alta tensão.

Oscilações de modo inter-área tendem a ocorrer quando as áreas são interligadas por linhas de transmissão fracas, ou seja, com capacidades muito inferiores às capacidades dos sistemas que elas interligam. Características particulares de cada sistema contribuem de maneira bastante diversa para o aparecimento dessas oscilações inter-área, sendo bastante difícil se determinar um fator específico que tenha maior influência sobre a estabilidade destes modos.

Uma operação segura dos sistemas de potência está intrinsecamente associada com um adequado amortecimento dos modos de oscilação local e inter-área. Conseqüências desastrosas para a estabilidade de sistemas interligados tais como desligamentos parciais ou mesmo “Black-Outs”, uma vez que um processo de desligamentos em cascata pode ser desencadeado se esses modos não forem apropriadamente amortecidos.

Os conceitos fundamentais relativos aos modos de oscilação eletromecânicos tais como taxa de amortecimento e freqüência de oscilação, podem ser investigados, considerando-se um gerador síncrono conectado a um barramento infinito através de uma linha de transmissão, conforme ilustrado na Figura 9.

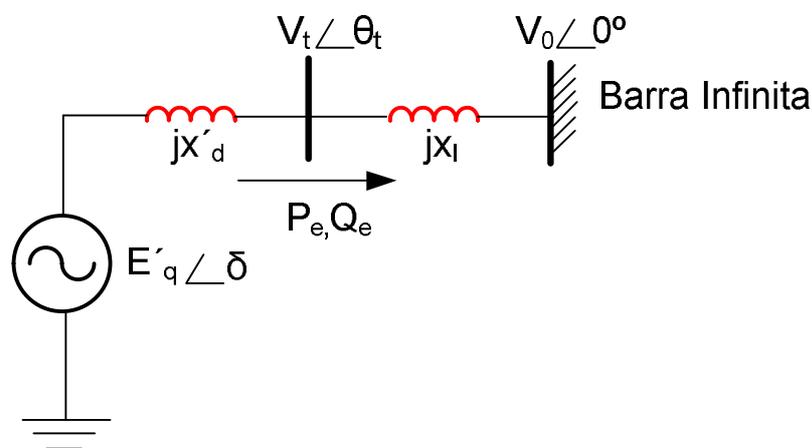


Figura 9 – Gerador x barra infinita.

O movimento rotacional do conjunto turbina-rotor deve obedecer a condição de equilíbrio dinâmico entre os torques descrita pela seguinte equação de balanço:

$$\Delta T_{AC} = \Delta T_M - \Delta T_E - \Delta T_D \quad (10)$$

onde  $\Delta T_{AC}$ ,  $\Delta T_M$ ,  $\Delta T_E$  e  $\Delta T_D$  são respectivamente os incrementos do torque acelerante, do torque mecânico, do torque elétrico e do torque de amortecimento (em p.u.).

Adotando-se o modelo clássico para o gerador ( $\Delta E'_q = 0$ ), a equação (10) pode ser reescrita como:

$$\Delta \ddot{\delta} + \frac{D}{M} \Delta \dot{\delta} + \frac{\omega_0}{M} K_1 \Delta \delta = \frac{\omega_0}{M} \Delta T_M \quad (11)$$

na qual  $\Delta \delta$  é o desvio do ângulo do rotor em radianos,  $M$  é a constante de tempo de inércia do conjunto turbina-rotor em segundos,  $D$  é o coeficiente de amortecimento associado à dependência das cargas com a frequência em p.u., e  $\omega_0$  é a velocidade angular síncrona em rad/s. O parâmetro  $K_1$  é o coeficiente de potência (torque) sincronizante associado a característica elástica da transmissão em C.A. em p.u. que é dada por:

$$K_1 = \left. \frac{\partial T_E}{\partial \delta} \right|_{E'_q = cte} = \frac{E'_q V_0}{x'_d + x_1} \cos \delta_0 \quad (12)$$

Sendo  $\delta_0$  o ângulo de regime permanente entre a tensão transitória interna  $E'_q$  e a tensão do barramento infinito  $V_0$ .

O diagrama de blocos da malha torque-ângulo do sistema máquina barramento infinito é representado pela Figura 10.

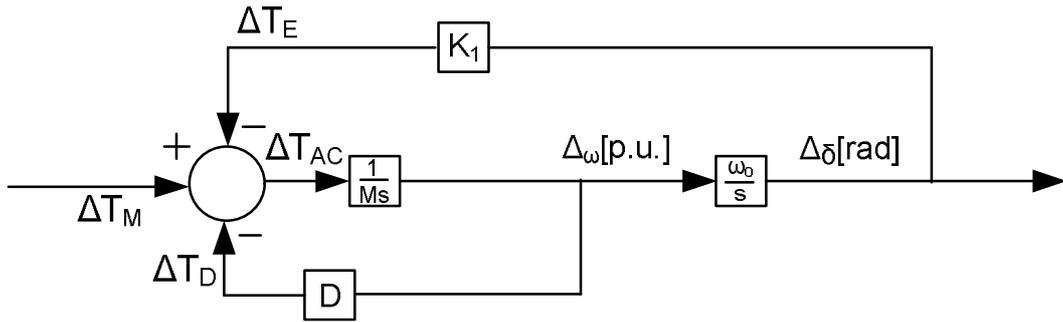


Figura 10 – Malha torque-ângulo.

A equação característica resultante da equação é dada por:

$$s^2 + \frac{D}{M}s + K_1 \frac{\omega_0}{M} = 0 \quad (13)$$

e sua forma canônica é representada por:

$$s^2 + 2\zeta\omega_n s + \omega_n^2 = 0 \quad (14)$$

na qual  $\omega_n$  e  $\zeta$  são a frequência natural de oscilação e a taxa de amortecimento respectivamente, as quais são dadas por:

$$\omega_n = \sqrt{K_1 \frac{\omega_0}{M}} \quad \text{e} \quad \zeta = \frac{D}{2\sqrt{\omega_0 K_1 M}} \quad (15)$$

Geralmente, para condições normais de operação, o sistema apresenta uma taxa de amortecimento pequena, fazendo com que os autovalores ou raízes da equação característica tornem-se complexos-conjugados, podendo ser expressos na forma:

$$\lambda_{1,2} = \sigma \pm j\omega_d = -\zeta\omega_n \pm j\omega_n\sqrt{1 - \zeta^2} \quad (16)$$

sendo  $\omega_d$  a frequência de oscilação amortecida do modo eletromecânico.

Considerando-se valores típicos de inércias, reatâncias e carregamento, as frequências das oscilações dos modos eletromecânicos  $\omega_d$  aproximam-se bastante das frequências naturais não amortecidas  $\omega_n$ , em virtude dos baixos valores de

amortecimento que estes modos apresentam, mesmo em condições normais de carga [5]. Um modo com 10% de amortecimento é considerado bem amortecido.

### **III.5 Fatores limitantes na transmissão em CA**

O conceito introduzido pela primeira vez por Saint Clair [6], define que a capacidade de carregamento de uma linha de transmissão é expressa por uma porcentagem da potência natural da própria linha - SIL, levando em consideração os limites térmicos, de queda de tensão e de estabilidade. Esse conceito utiliza considerações práticas e experiências agregadas, levando a confecção de curvas de capacidade de transferência de potência as quais se constituíram em uma ferramenta prática para uma rápida estimativa de um carregamento máximo de uma dada linha, com certa tensão de operação e comprimento.

As curvas também conhecidas como “Curvas de St.Clair”, foram de enorme validade desde a sua criação em 1953 para os engenheiros de planejamento, cobrindo o nível de tensão de 330 kV e comprimentos de linhas de aproximadamente 645 km. A partir daí foram extrapoladas as curvas para uso em linhas mais longas, conforme a Figura 11, sendo aceitas em larga escala como uma referência para estimativa da máxima capacidade de transmissão de uma linha, operando sob determinados critérios.

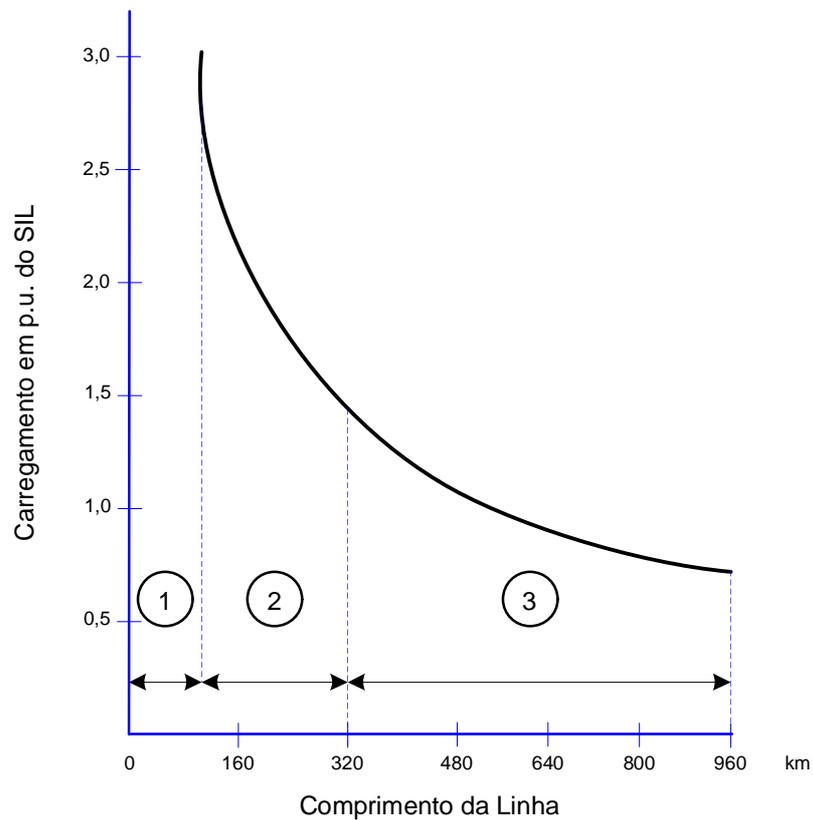


Figura 11 – Curva universal para linhas de transmissão aplicada a todos os níveis de tensão.

Os três fatores de influência que limitam os valores de transferência de potência considerados na confecção das curvas são os seguintes:

- Limite térmico;
- Queda de tensão;
- Estabilidade em regime permanente.

Através de processos empíricos e experimentos, é assumido que na determinação da curva a máxima queda de tensão ao longo da linha é de 5% e a mínima margem permitida de estabilidade em regime permanente é de 30%.

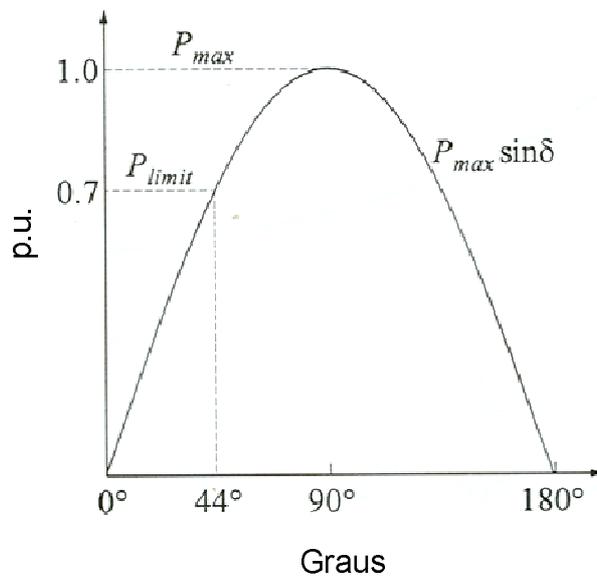


Figura 12 – Porcentagem de estabilidade em regime permanente

De acordo com a Figura 12, a porcentagem de estabilidade em regime permanente é definida como:

$$\text{Porcentagem da margem de estabilidade} = \frac{P_{\max} - P_{\text{limite}}}{P_{\max}} \cdot 100 \quad (17)$$

Como mostrado na Figura 12, a margem de estabilidade de 30%, leva a um ângulo de carga de 44°.

Ao considerarmos que as resistências em linhas de alta tensão são desprezíveis e as susceptâncias são praticamente as mesmas para todas as linhas, a capacidade de transferência de potência é expressa em por unidade em função do SIL da linha, para todas as classes de tensão.

Podemos identificar a partir das Figuras 11 e 12, que os limites de transferência de potência seguem as seguintes considerações:

- Limites térmicos para linhas de até 80 km; (Região 1 - Figura 11)
- Queda de tensão para linhas com comprimento entre 80 e 320 km; (Região 2 - Figura 11)
- Limites de estabilidade para linhas maiores que 320 km. (Região 3 - Figura 11)

Podemos observar da Figura 11 que para linhas maiores que 480 km, a capacidade de transmissão é menor que o SIL da linha.

# Capítulo IV

## FACTS

### IV.1 Tecnologia FACTS

A complexidade do planejamento e operação de um sistema de potência se deve, em grande parte, a problemas relacionados com a rede de transmissão. As linhas de transmissão em C.A. estão sujeitas a limites térmicos ou de estabilidade, que restringem o nível de potência que pode ser transmitido com segurança. Tais limites criam pontos de estreitamento da transmissão na rede. Estes pontos não são fixos; eles se movem de acordo com as alterações nos fluxos de potência resultantes do despacho de geração, características da carga e de contingências. Os estreitamentos na transmissão geram problemas como: pontos de operação não econômicos, baixa capacidade de carregamento, necessidade de redespacho da geração e de capacidade extra de geração térmica de custo elevado.

O desafio que enfrenta o engenheiro de potência hoje é usar as facilidades que existem na transmissão de potência de forma eficiente. Grandes dificuldades certamente são encontradas na procura de licenças para a construção de novas linhas de transmissão. Esses fatos resultam em sistemas com maior carregamento, tendo em vista o aumento da demanda. A melhora do desempenho dos sistemas de potência existente remete à utilização dos equipamentos de eletrônica, baseado em FACTS, que fornecem soluções técnicas para enfrentar os desafios que estão sendo apresentados hoje.

O conceito FACTS [7] emprega dispositivos baseados em eletrônica de potência para o controle das tensões e/ou das potências em sistemas da transmissão C.A., realçando a controlabilidade e aumentando a capacidade de transferência de potência. É um sistema de engenharia composto de conversores baseados em semicondutores de potência, tecnologias de controle e que também integram equipamentos convencionais, melhorando a performance, otimização e controle do sistema. Comparado a novas construções de linhas de transmissão, os equipamentos que empregam o conceito FACTS [8], necessitam de investimento reduzido, assim como

tem baixo impacto ambiental e pequeno tempo de implementação. A Figura 13 ilustra um modelo de estação conversora B2B-VSC.

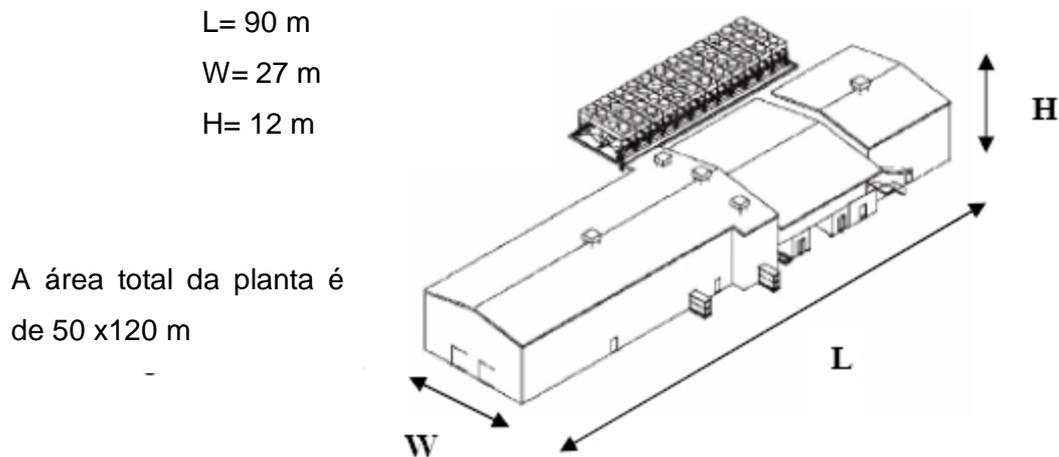


Figura 13 – Modelo de uma estação conversora “**B2B-VSC**” de 150 kV-500 MW

Hoje em dia, aproximadamente 30% de toda a energia elétrica consumida utiliza a eletrônica de potência em algum lugar entre o ponto da geração e a carga. A maior parte da utilização da eletrônica de potência é designada ao controle de cargas do tipo motores que acionam ventiladores, bombas, e compressores ou nas fontes de alimentação. Em 2030, espera-se um uso da eletrônica de potência em cerca de 80% de toda a energia elétrica transmitida entre a geração e o consumo.

O conceito FACTS nasceu em 1988 quando Hingorani [9] publicou o artigo intitulado “Power Electronics in Electric Utilities: Role of Power Electronics in Future Power Systems” [10] propondo o uso extensivo de eletrônica de potência ou, como ele chamou, “Eletrônica de Mega-Watt” para o controle de sistemas de potência C.A. A idéia básica de Hingorani era obter, no futuro, sistemas C.A. com alto nível de flexibilidade como no caso de sistemas de transmissão CCAT.

O desenvolvimento de dispositivos semicondutores com capacidade de disparo e corte controlados, como o GTO (Gate Turn-Off Thyristor), o IGBT( Insulated Gate Bipolar Transistor), o IGCT (Integrated Gate Commutated Thyristor) e o MCT (MOS Controlled Thyristor), abriu novas perspectivas para os equipamentos baseados em FACTS, pois popularizou o uso de conversores tipo fonte de tensão ou (Voltage Source Converter-VSC). O desenvolvimento dos equipamentos baseados em VSC viabilizou vários equipamentos baseados em FACTS, dentre os quais podemos destacar o STATCOM, o SSSC, o UPFC e o B2B-VSC.

Outro aspecto a considerar é a frequência máxima de chaveamento permitida pelos dispositivos, já que as perdas aumentam com a frequência de chaveamento. Isto é particularmente importante quando se usam técnicas de controle baseadas em modulação PWM ("Pulse Width Modulation" ou Modulação por Largura de Pulso) necessárias em alguns equipamentos que utilizam o conceito FACTS.

O conceito de sistemas flexíveis de transmissão em corrente alternada – FACTS está em pleno desenvolvimento desde os anos 90 e a partir do progresso da tecnologia de componentes semicondutores tem recebido muita atenção, resultando na concepção de vários dispositivos para o controle dos fluxos e tensões nas redes de energia elétrica. Estes dispositivos são pesquisados com os seguintes objetivos principais:

- (i) Controlar o carregamento de circuitos em redes de alta tensão (>138 kV);
- (ii) Regular a tensão nos barramentos;
- (iii) Aumentar a capacidade de transmissão de potência nas redes de transmissão;
- (iv) Aumentar o amortecimento das oscilações do sistema.

Neste trabalho o dispositivo baseado no conceito FACTS que será usado de forma mais direta, será o B2B-VSC visando atenuar as limitações usuais associadas à transmissão em CA

# Capítulo V

## O Elo B2B - VSC

Este equipamento que utiliza o conceito FACTS, une as tecnologias de transmissão de potência CC com os conversores fonte de tensão – VSC e traz uma nova possibilidade de flexibilidade na transmissão de sistemas de potência [11]. Os grandes avanços realizados nas duas décadas passadas nos semicondutores de potência impulsionaram as indústrias a investigar a possibilidade do uso de tais equipamentos na interligação de linhas de transmissão [12]. Como resultado, uma tecnologia de maior flexibilidade baseada em conversores VSC foi desenvolvida, não necessitando mais da tensão do sistema CA, para a comutação das válvulas.

Com referência a transmissão de potência, os conversores VSC oferecem as seguintes vantagens em relação aos conversores fonte de corrente – CSC baseados na comutação natural [13]:

- Cada terminal pode ser controlado para absorver e gerar potência reativa independente da transferência de potência ativa;
- Pode ser conectado a um sistema fraco ou mesmo passivo;
- A conexão VSC em redes C.A., não requer limites mínimos de potência de curto – circuito.

A configuração básica de uma conexão VSC, consiste de duas unidades VSC, como mostrado na Figura 14.

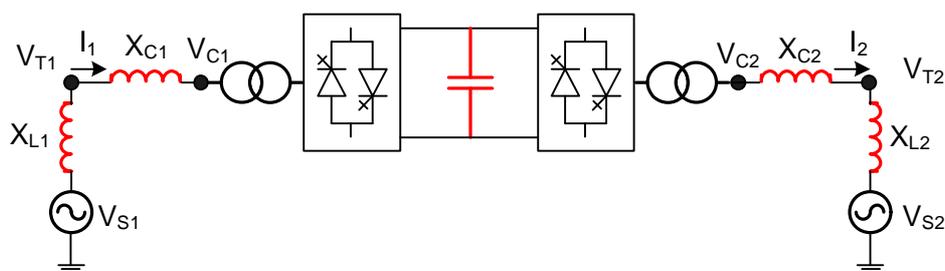


Figura 14 – Transmissão VSC básica.

Simplificando a descrição, os transformadores de interface, são representados como transformadores ideais, em série com a reatância de acoplamento  $X_C$ ,  $V_C$  é a tensão de saída do conversor, do lado de alta do transformador, e  $V_T$  a tensão terminal do conversor atrás da reatância do transformador. O sistema C.A. é representado pela reatância série  $X_L$  e uma fonte ideal  $V_S$ . As três tensões  $V_S$ ,  $V_C$  e  $V_T$  indicadas na Figura 18, são as tensões de fase. No lado C.C.,  $V_{dc}$  é a tensão C.C. do conversor.

As relações de tensão e corrente do sistema C.A. dos terminais emissor e receptor estão ilustrados no diagrama das Figuras 15 e 16. Nesse diagrama  $\delta$  é o ângulo de diferença de fase do sistema C.A. e a tensão do conversor.  $\delta'$  é o ângulo de fase entre a tensão do sistema C.A. e a tensão terminal do conversor.

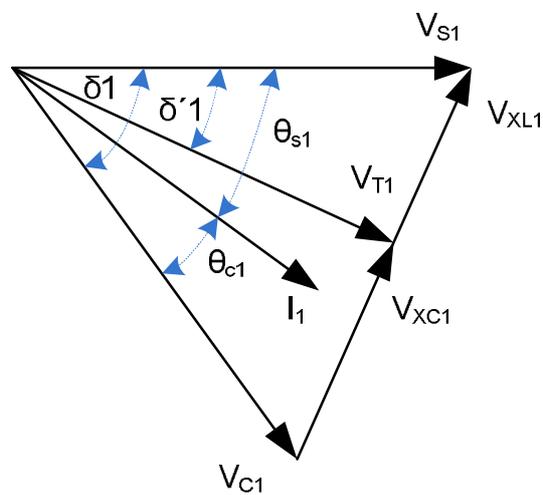


Figura 15 – Diagrama fasorial na barra terminal emissora

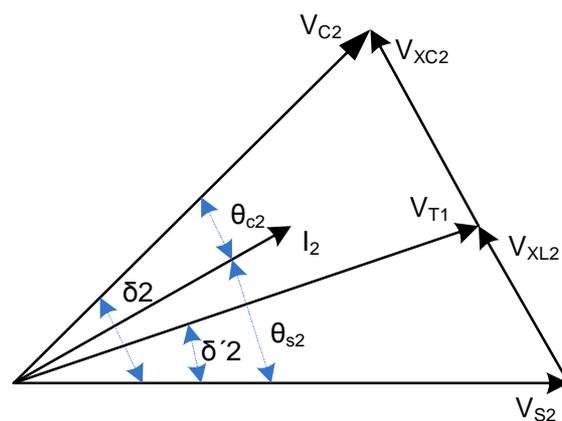


Figura 16 – Diagrama fasorial na barra terminal receptora

As expressões a seguir são aplicadas às potências ativa e reativa nos terminais emissor e receptor do conversor.

$$P1 = \frac{Vs1.Vc1}{Xl1 + Xc1} .sen(\delta1) = \frac{Vs1.Vt1}{Xl1} .sen(\delta'1) = \frac{Vt1.Vc1}{Xc1} .sen(\delta1 - \delta'1) \quad (18)$$

$$P2 = \frac{Vs2.Vc2}{Xl2 + Xc2} .sen(\delta2) = \frac{Vs2.Vt2}{Xl2} .sen(\delta'2) = \frac{Vt2.Vc2}{Xc2} .sen(\delta2 - \delta'2) \quad (19)$$

$$Qsc1 = \frac{Vs1(Vs1 - Vc1.cos(\delta1))}{Xl1 + Xc1} \quad Qsc2 = \frac{Vs2(Vs2 - Vc2.cos(\delta2))}{Xl2 + Xc2} \quad (20)$$

## V.1 Estrutura de um B2B-VSC

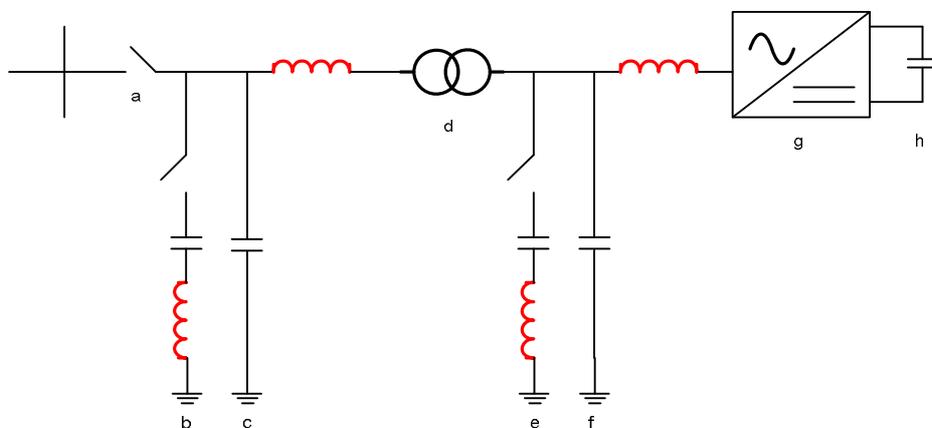


Figura 17 – Principais componentes de um lado de uma subestação B2B-VSC

A Figura 17 mostra os principais componentes de um lado de uma subestação B2B-VSC como se segue:

- a) Disjuntores do lado C.A.
- b) Filtro de harmônicos do lado C.A.
- c) Filtro de rádio interferência C.A.
- d) Transformador de interface
- e) Filtro de harmônicos da saída do conversor
- f) Reator de fase, como filtro bloqueador de altas freqüências
- g) Conversor fonte de tensão – VSC
- h) Capacitor C.C.

### ***V.1.1 Principais equipamentos e suas funções***

Disjuntores: Desconectar o sistema C.A., do conversor C.C., durante determinados tipos de faltas. Os disjuntores são necessários a partir do momento em que a conexão VSC, não tem a capacidade de abrir para faltas do lado CC. Se não existisse o disjuntor, a falta causaria a descarga do capacitor e a corrente de falta fluiria pelos diodos até o acionamento do sistema de proteção da subestação.

Filtros C.C. de harmônicos: São necessários, porém para um uso limitado, pois são utilizados somente para a filtragem das altas frequências geradas pelo uso dos chaveamentos do PWM- Pulse Width Modulation (Modulação por Largura de Pulso), somando-se como vantagem a não contribuição para o aumento de circulação de potência reativa.

Filtro de rádio interferência: Pode ser necessário para reduzir a penetração de harmônicos de alta frequência no sistema CA.

Transformador de interface: Necessário para adaptar a tensão do conversor e prover uma reatância entre o sistema CA e a unidade conversora com o objetivo de controlar a corrente CA. O transformador também cobre outros aspectos, tais como mudança de tap sob carga que otimiza o funcionamento da conexão VSC e reduz as perdas de energia.

Capacitor CC: O capacitor CC funciona como elemento armazenador de energia, mantendo a tensão CC dentro de determinados limites controlando as variações de tensão.

Unidade conversora VSC: Os semicondutores utilizados no VSC são os Insulated Gate Bipolar Transistors – IGBTs. Para poder comutar tensões mais altas do que a tensão única de um IGBT, diversos são conectados em série em cada válvula. O que é de fundamental importância é que todos os IGBTs devem desligar e ligar exatamente no mesmo momento, conseguindo uma tensão uniformemente distribuída através da válvula. A flexibilidade do IGBT como dispositivo semicondutor também permite o bloqueio da corrente de curto-circuito do lado C.A. prevenindo a danificação ao conversor.

## V.2 Filosofia geral de controle do VSC

A característica principal de todas as configurações VSC é a geração de tensão na frequência fundamental a partir de uma fonte CC. O controle dessa tensão em magnitude e fase é a função básica do VSC. O ângulo de fase e portanto a transferência de potência é controlado pelo deslocamento da tensão na frequência fundamental produzida pelo conversor. A transferência de potência pode ser do sistema CA para o conversor ou vice-versa dependendo do sinal da diferença de ângulo de fase. O VSC pode agir como inversor ou retificador.

Nas configurações multi-nível, com as válvulas chaveando na frequência fundamental, o módulo da tensão CA gerada, será diretamente proporcional à tensão do capacitor como ilustrado nas Figuras 18 a 20 [14].

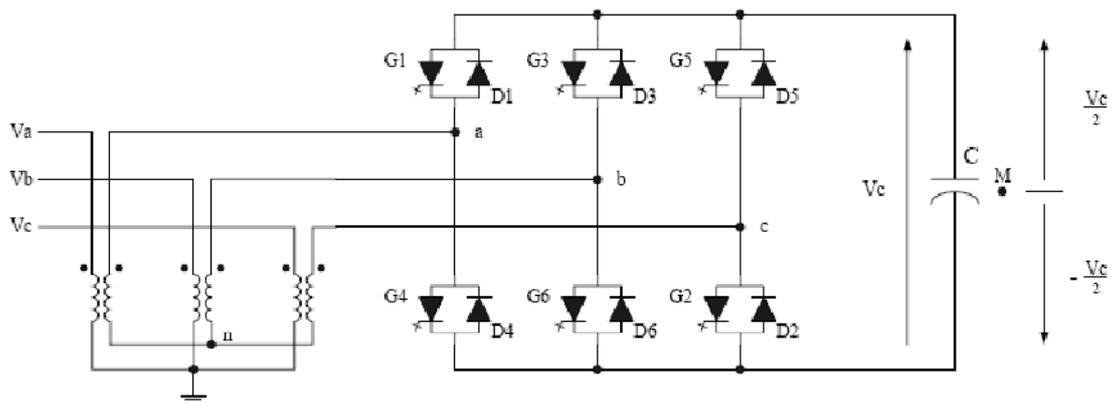


Figura 18 – Conversor VSC de 6 pulsos com capacitor no lado CC.  
(Figura retirada com autorização - Tese de Doutorado Ricardo Diniz Rangel)

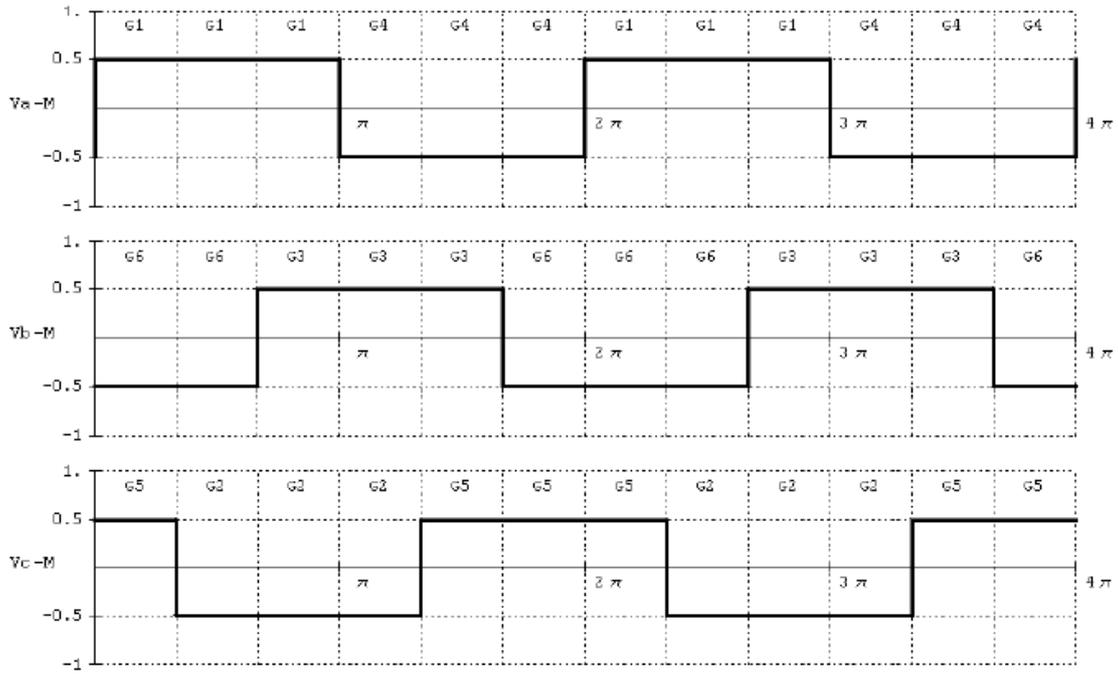


Figura 19 – Tensões das fases em relação ao ponto médio fictício do capacitor.  
 (Figura retirada com autorização - Tese de Doutorado Ricardo Diniz Rangel)

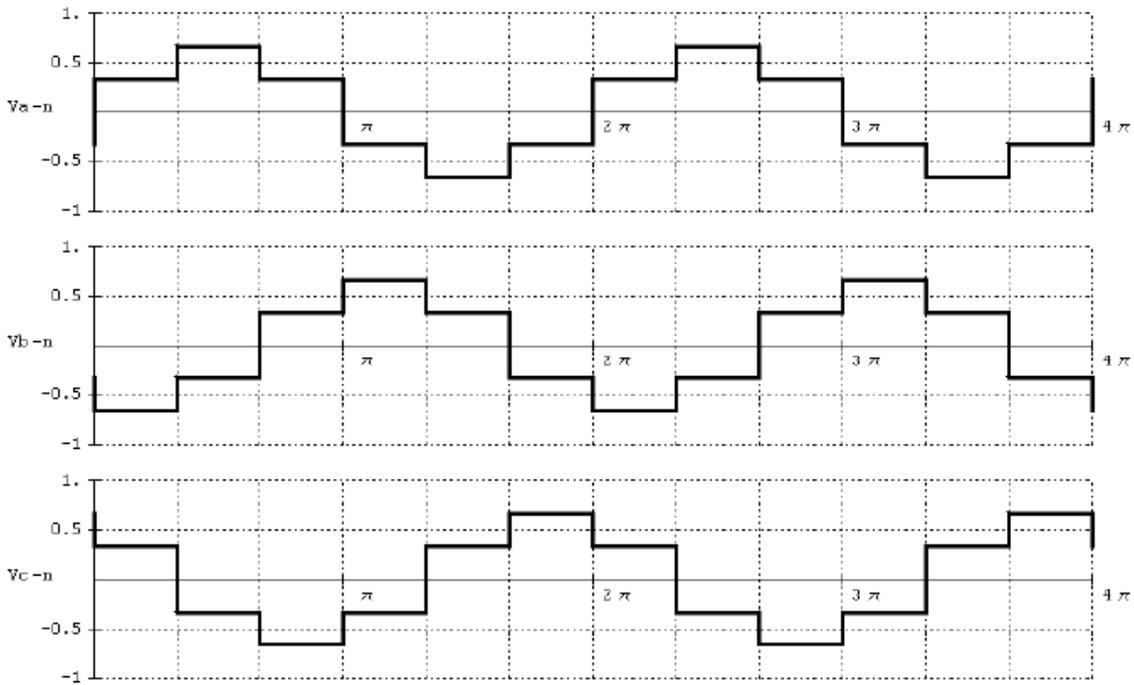


Figura 20 – Tensões das fases em relação ao neutro do sistema.  
 (Figura retirada com autorização - Tese de Doutorado Ricardo Diniz Rangel)

Calculando a série de Fourier da tensão  $V_{an}$  da Figura 20 chega-se a:

$$V_{a-n} = \frac{2}{\pi} \cdot V_c \left[ \text{sen}\theta + \sum_{k=1}^{\infty} \left[ \frac{1}{6k-1} \text{sen}(6k-1)\theta \right] + \left[ \frac{1}{6k+1} \text{sen}(6k+1)\theta \right] \right] \quad (21)$$

Observa-se então que a tensão fase neutro só contém harmônicos ímpares de ordem  $6k \pm 1$ . Os valores das componentes expressas acima são valores de pico fase-neutro. Os valores eficazes fase-neutro ( $\varphi n$ ) e fase-fase ( $\varphi \varphi$ ) da componente fundamental, relativos ao conversor podem ser expressos por:

$$V_{\varphi n \text{ pico}} = \frac{2}{\pi} V_c, V_{\varphi n \text{ eficaz}} = \frac{\sqrt{2}}{\pi} V_c \text{ e } V_{\varphi \varphi \text{ eficaz}} = \frac{\sqrt{6}}{\pi} V_c \quad (22)$$

Logo as expressões acima revelam que o módulo da tensão aplicada ao sistema depende exclusivamente da tensão no capacitor.

Uma forma indireta de controle da tensão é pelo deslocamento angular do trem de pulsos e a referência do sistema. A componente fundamental de tensão no secundário do transformador do conversor pode ser representada pelo seguinte fasor:

$$\dot{V}_s = \frac{\sqrt{6}}{\pi} V_c e^{j\Psi} \quad (23)$$

Onde controlando  $\Psi$ , de modo que entre ou saia potência do sistema, aumentando ou diminuindo a tensão  $V_c$ .

Quando o sistema alimenta o capacitor, a carga do mesmo aumenta e sua tensão também. Quando a potência é retirada do capacitor, sua tensão cai.

Em linhas gerais, o controle PWM que será visto em maiores detalhes na seção V.3, controla a tensão de saída C.A., pela variação de um sinal de índice de modulação MA, definido como a relação da magnitude da tensão requerida com o máximo de tensão que pode ser gerada por um dado capacitor CC. Quando o índice de modulação fica perto de um, a tensão no conversor é maior do que a tensão do sistema C.A. e a potência reativa é capacitiva.

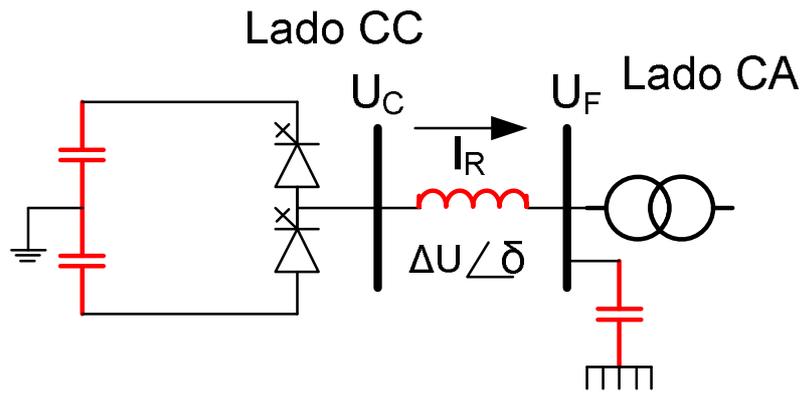


Figura 21 – circuito de uma fase da conexão VSCr

Na Figura 21, mudando o ângulo de fase ( $\delta$ ), pode-se controlar o fluxo de potência ativa entre a barra do conversor C e a barra do filtro F, e conseqüentemente o fluxo de potência ativa entre o conversor e a rede C.A.

Fluxo de potência ativa:

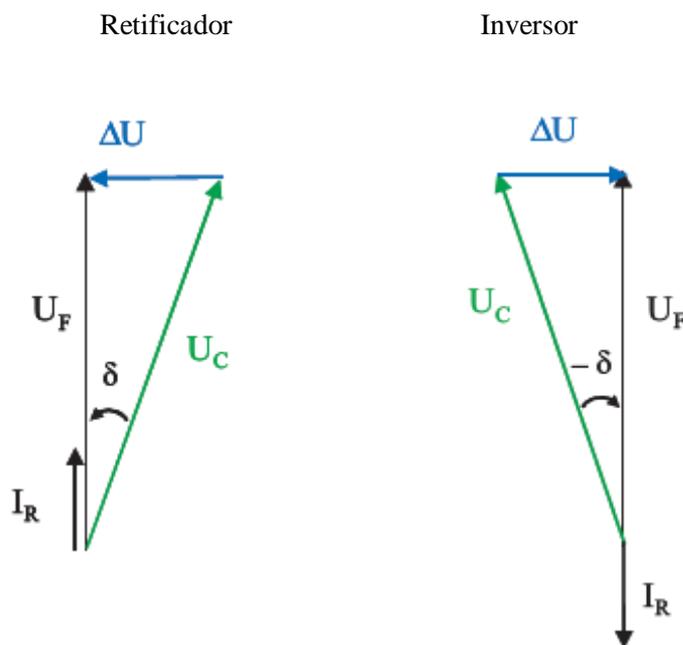


Figura 22 – Diagrama fasorial de fluxo ativo.

Mudando a diferença de amplitude entre a tensão do filtro,  $U_F$ , e a tensão do conversor,  $U_C$ , pode-se controlar a potência reativa entre a barra do conversor C e a barra do filtro, F, e conseqüentemente o fluxo de potência reativa entre o conversor e a rede C.A., como ilustrado no diagrama fasorial da Figura 22.

Se a tensão  $U_C$  está em atraso de fase, o fluxo de potência vai do lado CA para o lado CC (retificador). Se a tensão  $U_C$  está em avanço de fase, o fluxo de potência vai do lado CC para o lado CA (inversor).

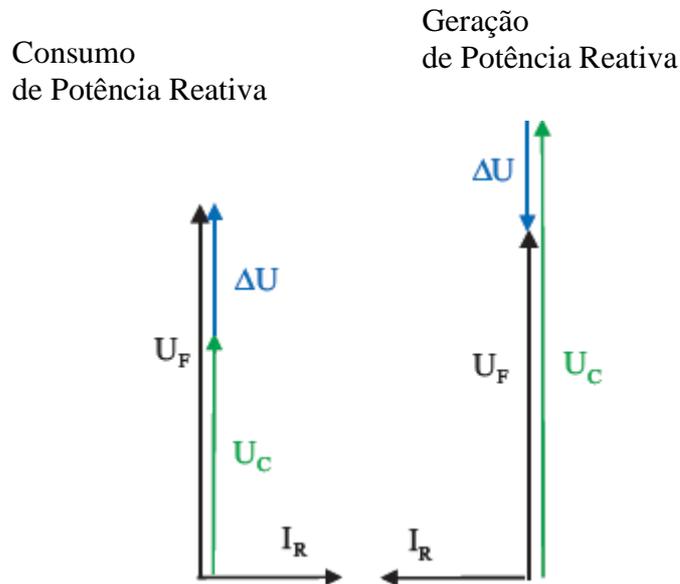


Figura 23 – Diagrama fasorial de fluxo reativo.

Fluxo de potência reativa:

Se  $U_F > U_C$ , a potência reativa é indutiva (atraso)

Se  $U_C > U_F$ , a potência reativa é capacitiva (adiantado), como ilustrado no diagrama fasorial da Figura 23.

Um diagrama  $P \times Q$  típico da operação de conversores B2B-VSC, é mostrado na Figura 24.

O primeiro e o segundo quadrantes representam o retificador e o terceiro e quarto quadrantes representam o inversor. Um valor positivo de  $Q$  indica potência de saída para a rede CA.

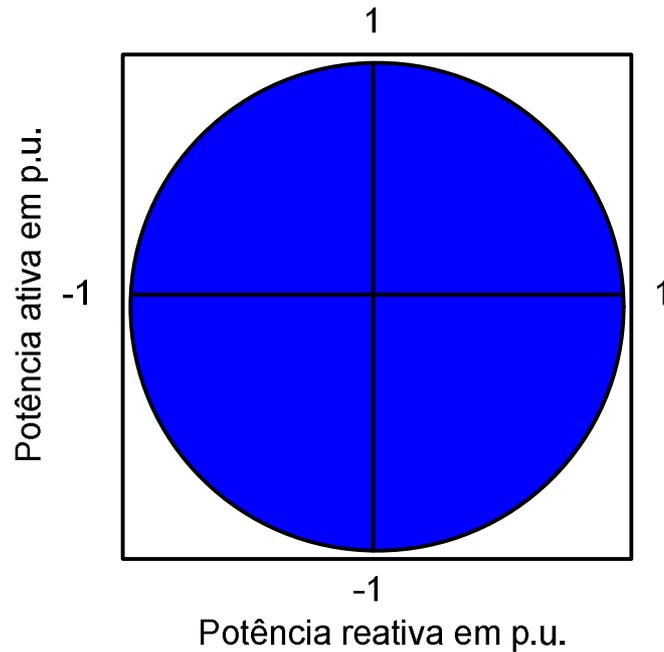


Figura 24 – Curva típica P x Q de um conversor VSC em “Back to Back”.

### ***V.2.1 Tipos de Controle***

Controle de frequência: Controlar a frequência que o oscilador determina a seqüência de disparos da válvula é essencial quando o VSC é a única fonte de potência, por exemplo, uma conexão VSC, suprindo potência a uma determinada carga isolada. Quando o VSC é conectado a um sistema de potência, ele pode participar do controle de frequência do sistema pela regulação de potência entregue ou recebida deste sistema.

Controle da tensão CA: A tensão CA pode ser controlada pela regulação do módulo da componente de frequência fundamental da tensão CA produzida pelo VSC.

Controle de potência ativa: O controle de potência ativa é conseguido pela regulação do ângulo de fase da componente fundamental gerada pelo conversor. A potência é retirada ou enviada para o sistema CA, dependendo do sinal desse ângulo. A transferência de potência ativa pelo conversor requer coordenação simultânea nos dois terminais do conversor. Uma rápida transferência de potência pode ser usada para amortecer oscilações eletromecânicas e para melhorar o desempenho da estabilidade transitória seguida de perturbações.

### V.3 Modulação PWM Senoidal

A modulação por largura de pulso (PWM) senoidal é uma das técnicas utilizadas para o controle e chaveamento dos conversores VSC. Essa forma flexível de controle é na sua essência um chaveamento da ordem de 21 vezes a frequência fundamental, de uma tensão CC constante. Sua onda de saída é filtrada tanto para produzir componente fundamental de magnitude controlada quanto para eliminar harmônicos de altas e baixas frequências.

Para atingir níveis aceitáveis de atenuação de componentes de alta frequência, a frequência chaveada deverá ser muitas vezes maior do que a frequência fundamental. Essa necessidade, entretanto, gera conflitos, pois as perdas de energia nos chaveamentos em frequências mais altas.

A modulação PWM, fornece uma solução para o controle da tensão ou corrente, e o conteúdo harmônico do processo de conversão de potência. Tomando como referência o VSC, o controle é alcançado pelo chaveamento da onda quadrada de tensão, produzida pelo processo básico de conversão.

Para por em prática o funcionamento da técnica do PWM, entretanto duas condições devem ser atendidas:

- A onda de tensão de saída deve ser livre de harmônicos pares;
- O sistema trifásico deve ser balanceado.

O método básico, ilustrado na Figura 25, controla a tensão fase-fase de zero até a tensão máxima, pelo aumento da magnitude da onda triangular ou pelo sinal da onda senoidal.

São definidos normalmente os seguintes fatores de modulação:

Fator de modulação de frequência:  $MF = \frac{f_s}{f_1}$  onde,  $f_s$  é a frequência de chaveamento e  $f_1$  a frequência de saída.

Fator de modulação de amplitude:  $MA = \frac{V_{cont}}{V_{tri}}$  onde,  $V_{cont}$  é um sinal de controle senoidal com frequência fundamental igual a do sistema CA e  $V_{tri}$  é uma onda triangular com uma frequência  $f_s$  muito maior que  $f_1$ .

O Fator de modulação  $MA$  deverá ser mantido preferencialmente no intervalo entre 0 e 1, pois nesta faixa a variação da amplitude da tensão na fase, será linear com a amplitude do sinal de controle,  $V_{cont}$ .

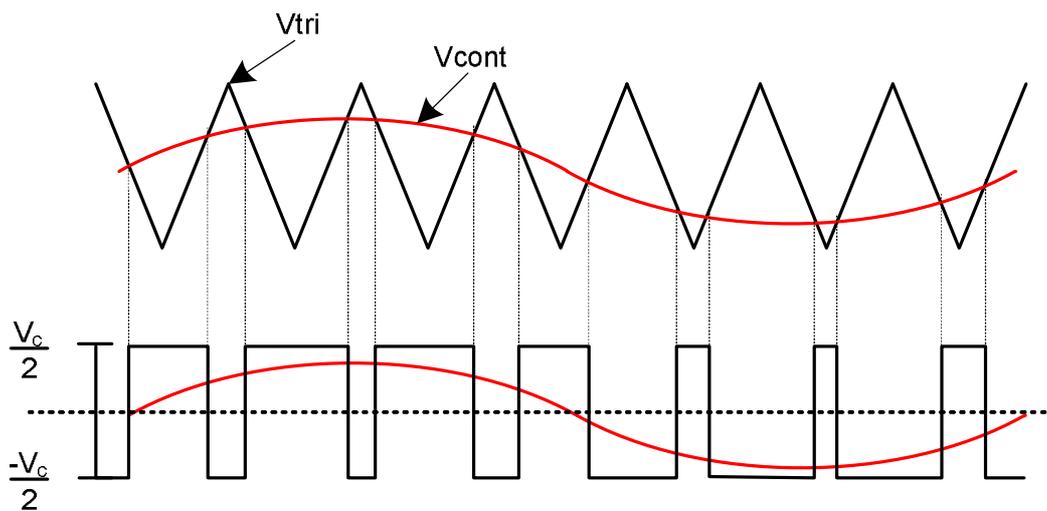


Figura 25 – Uso da modulação PWM para um VSC de dois níveis.

## V.4 Vantagens de utilização para a estabilidade do dispositivo B2B-VSC

A capacidade da conexão VSC, observando as questões relativas à estabilidade dos sistemas interconectados, é limitada por dois fatores principais [15]:

- A primeira seria a máxima corrente que flui através do IGBT. Essa limitação irá causar um círculo em MVA máximo, no plano da potência, onde a corrente máxima e a tensão CA são multiplicadas. Se a tensão CA cai então a capacidade em MVA também decai proporcionalmente, porém a corrente pode ser mantida.
- O segundo limite é a tensão máxima CC ou CA. A potência reativa é basicamente dependente da diferença da tensão CA, que o dispositivo VSC pode gerar, e da tensão da rede CA. Se a tensão da rede CA é alta, a

diferença entre a máxima tensão da rede CC e a rede CA é baixa. Isso faz sentido do ponto de vista da estabilidade.

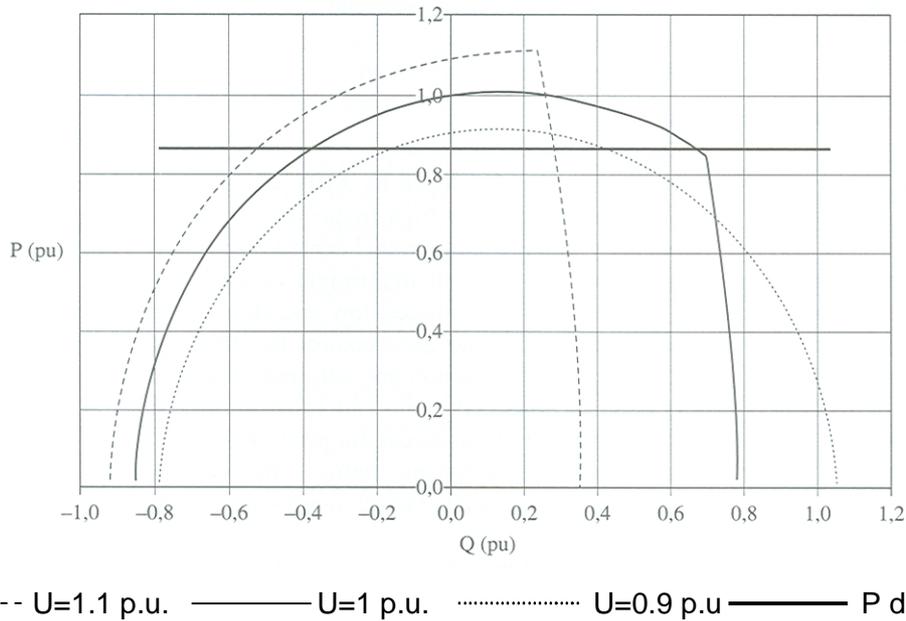


Figura 26 – Diagrama PxQ.

A conexão VSC pode operar em qualquer lugar dentro da região de capacidade mostrada na Figura 26, podendo mudar o ponto de operação de forma instantânea na faixa dos milissegundos [16]. A reversão rápida de potência também é possível, requerendo a reversão de direção da corrente CC e não a polaridade de tensão. A variação praticamente instantânea da potência ativa e reativa, utilizada dentro dos limites da curva de capacidade, pode ser usada para ajudar a rede durante condições adversas [17]. Em geral a modulação da potência ativa fornece o melhor amortecimento [18], no entanto, um mix de potência ativa e reativa será em alguns casos a melhor solução.

## V.5 Amortecimento de oscilações usando a conexão B2B-VSC

É possível introduzir basicamente três estratégias no amortecimento de oscilações, utilizando o equipamento VSC [19], [20], quais sejam:

- Controle de potência reativa: varia-se a potência reativa, mantendo constante a potência ativa;
- Controle de potência ativa: varia-se a potência ativa, mantendo constante a potência reativa;
- Controle misto: varia-se a potência ativa e reativa.

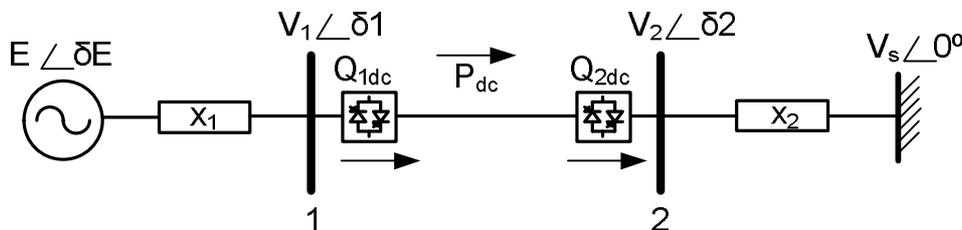


Figura 27 – Sistema exemplo.

### Controle de Q, P constante:

O cálculo da potência reativa através dos conversores é baseado na interatividade dos controles do sistema exemplo da Figura 27, até que um valor baixo de  $\frac{d\delta E}{dt}$  é alcançado a partir do qual o controle se torna proporcional a variação de velocidade, assim:

$$Q_{1dc} = -I_{conv} \cdot V_1 \cdot \text{sen}\left(\frac{d\delta E}{dt}\right) \quad (24)$$

$$Q_{2dc} = I_{conv} \cdot V_2 \cdot \text{sen}\left(\frac{d\delta E}{dt}\right) \quad (25)$$

Quando a diferença angular das máquinas está crescente, é injetada potência reativa aumentando a tensão e assim aumentando a transmissão de potência ativa. O oposto ocorre quando a diferença angular das máquinas decresce, levando o controle a diminuir a tensão e a uma redução da potência de transmissão.

### Controle de P, Q constante:

O cálculo da potência ativa através dos conversores é baseado na interatividade dos controles, até que o valor de  $\frac{d\delta E}{dt}$  é alcançado a partir do qual o controle se torna proporcional à variação de velocidade, assim:

$$P_{dc} = I_{conv} \cdot \min(V1, V2) \cdot \text{sen}\left(\frac{d\delta E}{dt}\right) \quad (26)$$

Quando a diferença angular das máquinas está crescente, é transferida potência ativa da esquerda para direita aumentando a transmissão de potência. Quando a diferença angular das máquinas decresce, é feita a limitação de potência diminuindo a potência de transmissão.

### Controle Misto P e Q:

O cálculo da potência ativa e reativa através dos conversores é alcançado pela interatividade do controle da potência aparente assim:

$$S_{dc} = I_{conv} \cdot \min(V1, V2) \cdot \text{sen}\left(\frac{d\delta E}{dt}\right) \quad (27)$$

O maior desafio é escolher a mistura de P e de Q. Neste exemplo as equações abaixo foram utilizadas, indicando que o máximo montante de potência ativa CC, relacionada com a tensão mais baixa nos extremos, é dependente do cosseno do ângulo. A potência reativa é relacionada ao seno do ângulo, variando com a tensão na barra local. A equação acima indica somente a potência aparente no terminal receptor.

$$P_{dc} = I_{conv} \cdot \min(V1, V2) \cdot \cos(\delta1 - \delta2) \text{sen}\left(\frac{d\delta E}{dt}\right) \quad (28)$$

$$Q1_{dc} = -I_{conv} \cdot V1 \cdot \text{sen}(\delta1 - \delta2) \text{sen}\left(\frac{d\delta E}{dt}\right) \quad (29)$$

$$Q2_{dc} = I_{conv} \cdot V2 \cdot \text{sen}(\delta1 - \delta2) \text{sen}\left(\frac{d\delta E}{dt}\right) \quad (30)$$

Nestas equações os limites de potência reativa nos terminais de tensão, também foram omitidos. É importante ressaltar que a estratégia de controle é escolhida

proporcionalmente ao tempo de eliminação de uma possível falta. O fato de ser baseada somente na derivada do ângulo  $\delta$ , se torna atrativa do ponto de vista de medição. As equações acima mostram a influência da variação de P e Q.

# Capítulo VI

## Simulação do Elo B2B - VSC -

### Representação Utilizada nos Programas

### ANAREDE e ANATEM

#### VI.1 Modelos

A partir do desenvolvimento dos modelos de equipamentos FACTS, implementados nos programas do CEPEL, ANAREDE e ANATEM [21], [22] nas versões 9.2.1 e 10.01.00, respectivamente, foi introduzido um modelo teste para um dispositivo B2B-VSC, utilizando STATCOMs e cargas dinâmicas.

A representação no programa de análise de redes, ANAREDE, foi feita da seguinte forma:

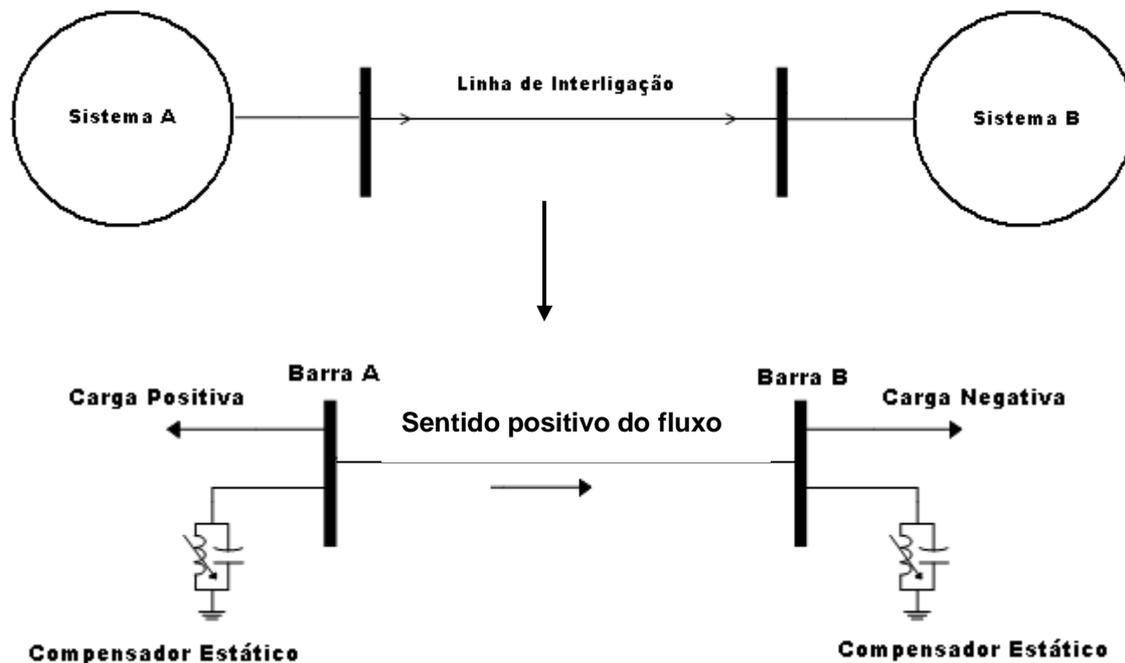


Figura 28 – Representação no ANAREDE.

A solução de fluxo de potência obtida através do ANAREDE é necessária na inicialização das variáveis do ANATEM.

De forma a simular o funcionamento do B2B-VSC dentro do programa de fluxo de potência, foram representados no sistema da Figura 28 dois compensadores estáticos e duas cargas, com as seguintes características:

**Compensadores Estáticos:** São conectados nas barras onde se pretende conectar o equipamento B2B-VSC. Tem a finalidade de controlar as tensões das barras A e B em valores especificados;

**Cargas:** São representadas nas barras que dão início a um sistema, devem ser as mesmas em que foram conectadas os compensadores estáticos. Tem a finalidade de simular os valores de injeção de potência em cada sistema (A e B), no qual o equipamento B2B-VSC pretende conectar.

De forma a manter os valores dos fluxos e tensões, a rede composta por uma linha de transmissão, interligando os sistemas A e B, da Figura 28, é substituída por cargas negativas, positivas e compensadores estáticos, com os seguintes valores:

- Carga positiva - Terá valor igual ao fluxo na interligação dos sistemas A e B. Simula o montante de potência que chega na barra A.
- Carga negativa - Terá valor igual ao fluxo na interligação dos sistemas A e B. Simula o montante de potência que será injetado na barra B.
- Compensadores estáticos - Terão os valores necessários de geração de potência reativa, para manter as tensões nas barras A e B em valores previamente especificados em p.u.

## VI.2 Estratégia de Inicialização

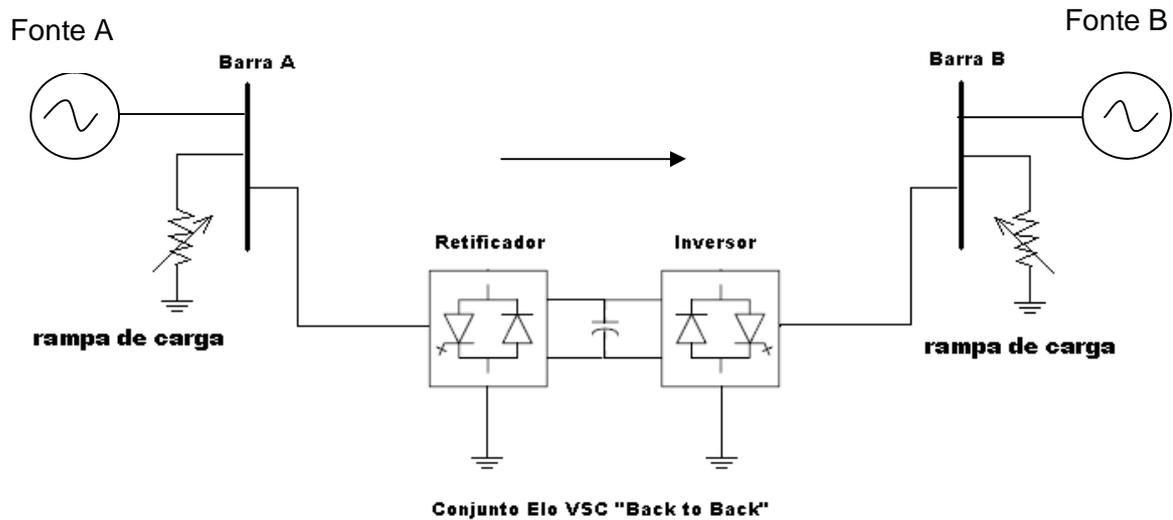


Figura 29 – Representação no ANATEM.

No ANATEM, a configuração final do equipamento B2B-VSC passa pelas seguintes etapas, conforme ilustrado na Figura 29:

A carga positiva conectada na barra A e a carga negativa na barra B, definidas no ANAREDE, são "rampeadas" até o valor zero nos mesmos instantes simulando no equipamento uma potência ativa, inicializando as funções permitindo condições necessárias para que o controle exerça o controle da potência ativa constante no B2B-VSC.

Os compensadores estáticos definidos no ANAREDE são substituídos por STATCOMS, ligados a um mesmo capacitor, com o objetivo de exercer a função de controle da tensão nas barras terminais, através da geração de potência reativa.

Na operação de equipamentos conversores que exijam grandes potências através do sistema CC, existe um período transitório em que as equações de balanço de potência não serão nulas, devidas ao valor de carga inicial do capacitor CC, deste modo a inicialização é feita simulando durante 10 s até que se atinja o regime permanente.

As Figuras 30 a 33 a seguir, ilustram a inicialização do modelo do equipamento e suas variáveis.

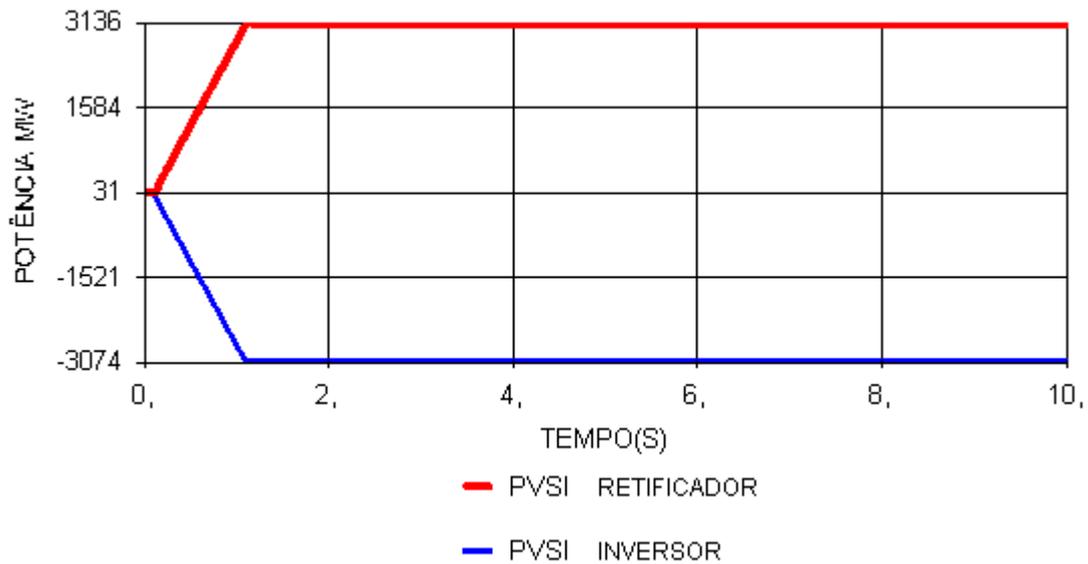


Figura 30 – Rampeamento de potência ativa nas barras terminais.

A Figura 30 ilustra o “rampeamento” de potência ativa nos dois terminais do equipamento B2B-VSC.

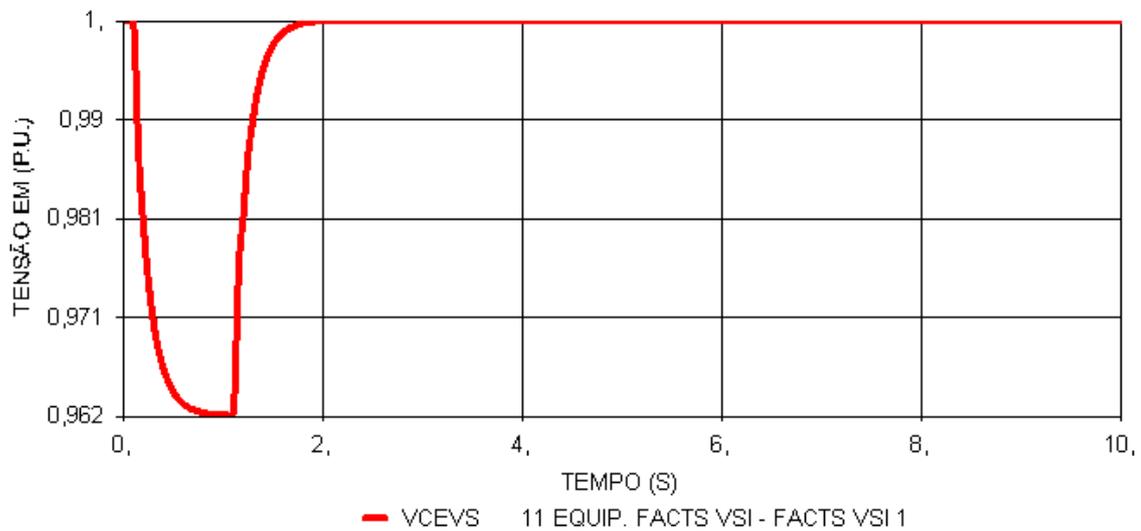


Figura 31 – Tensão no capacitor CC.

A Figura 31 ilustra a tensão de inicialização do capacitor conectado ao equipamento B2B-VSC se estabilizando em 1 p.u.

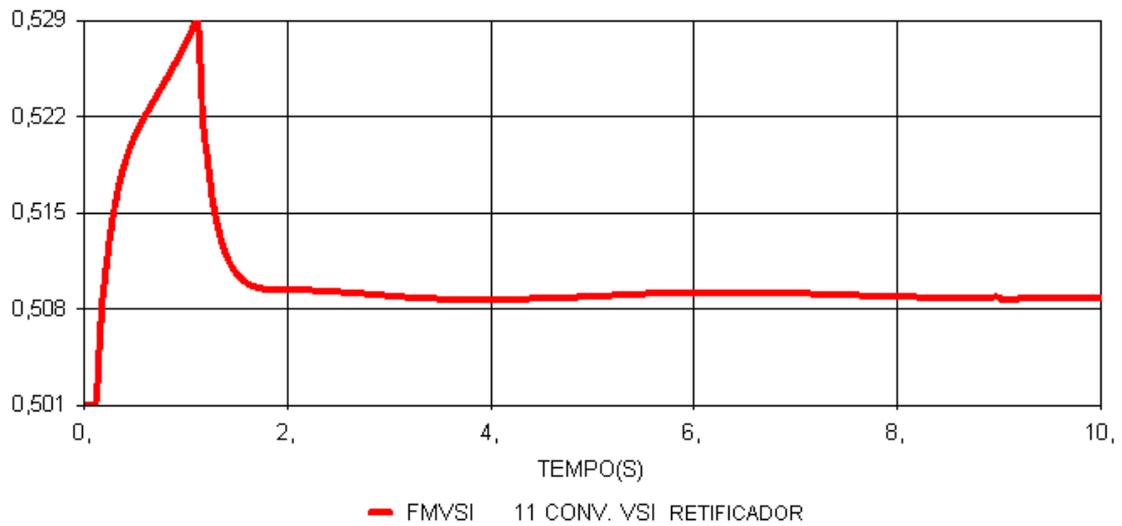


Figura 32 – Fator de modulação.

A Figura 32 ilustra o fator de modulação MA.

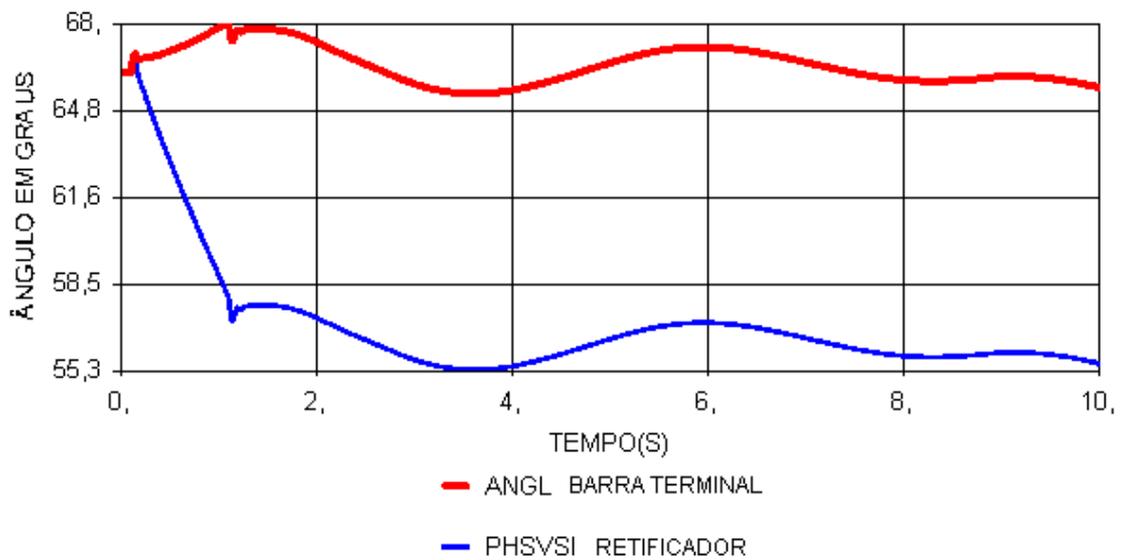


Figura 33 – Ângulo das barras terminal e do retificador.

A Figura 33 ilustra o ângulo da barra terminal C.A. do retificador e a fase interna do conversor.

Os conversores VSC podem, em geral, ser representados do lado CA por um circuito equivalente de Thévenin, como mostrado na Figura 34. Como a conexão é do tipo paralelo a barra  $j$  da Figura 34 será a terra.

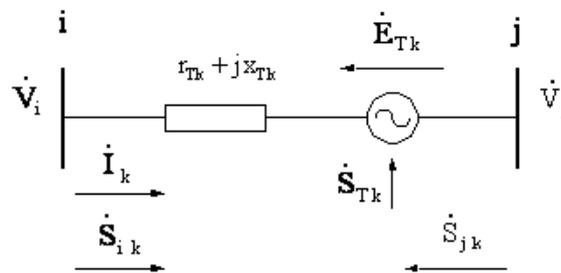


Figura 34 – Equivalente de Thévenin para o lado CA de conversor VSC

No lado CC os conversores VSC estão ligados em paralelo a um capacitor CC como mostrado na Figura 35.

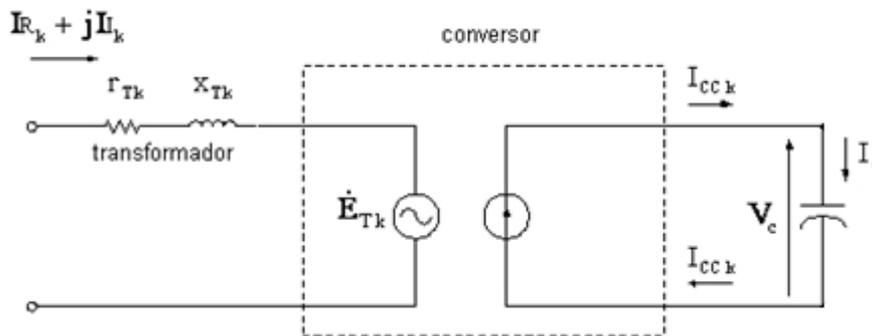


Figura 35 – Elo do B2B-VSC.

Em função da configuração do equipamento VSC que foi utilizado neste trabalho [14], que considerou conversores de 2 ou mais níveis utilizando a modulação PWM, operando apenas na faixa linear, a tensão interna  $E_{Tk}$  da Figura 35 do conversor VSC de número  $k$  se relaciona com a tensão  $V_c$  do capacitor CC pela seguinte expressão:

$$E_{Tk} = K_{ck} m_{ck} V_c e^{j\psi_k} \quad (31)$$

Onde:

$K_{ck}$  - Constante de proporcionalidade para a fonte de tensão CA do conversor  $k$ .

$m_{ck}$  - Fator de modulação da tensão CA do conversor PWM relacionado com a modulação de amplitude.

$\psi_k$  - Ângulo da fonte de tensão do equivalente de Thévenin do ramo  $k$ , em relação à referência do sistema.

$V_c$  - Tensão do capacitor CC. que deve ser previamente especificado.

Portanto, a tensão aplicada ao sistema CA pode ter seu módulo e sua fase controladas através das grandezas  $m_{ck}$  e  $\Psi_k$ .

As potências associadas ao ramo de cada conversor da Figura 35 são obtidas por:

$S_{i_k} = P_{i_k} + jQ_{i_k} = \dot{V}_i I_k^*$  - Fasor, componente ativa e componente reativa da potência entrando no conversor pela barra i.

$P_{i_k} = V_{R_i} I_{R_k} + V_{I_i} I_{I_k}$  - Componente ativa da potência terminal entrando no conversor pela barra i.

$Q_{i_k} = V_{I_i} I_{R_k} - V_{R_i} I_{I_k}$  - Componente reativa da potência terminal entrando no conversor pela barra i.

$S_{i_k} = \sqrt{P_{i_k}^2 + Q_{i_k}^2}$  - Módulo da potência aparente na barra i.

$S_{T_k} = P_{T_k} + jQ_{T_k} = E_{T_k} I_k^*$  - Componente ativa e componente reativa da potência absorvida pela fonte de tensão do equivalente thevenin.

É interessante também definir a grandeza  $H_{st}$  (constante de inércia) de um VSC, que relaciona a energia armazenada no capacitor e a potência aparente nominal do equipamento [14]:

$$H_{ST} = \frac{0,5CV_c^2}{Mvar_{nom}} \quad (32)$$

Onde as unidades  $H_{ST}$ ,  $C$ ,  $V_c$  e  $Mvar_{nom}$  são respectivamente segundo, [F], [kV] e [MVar].

As correntes CA e CC do conversor se relacionam através da seguinte expressão:

$$I_{CC_k} = K'_{ck} m_{ck} (I_{R_k} \cos \Psi_k + I_{I_k} \sin \Psi_k) \quad (33)$$

Onde:

$K'_{c_k}$  - Constante de proporcionalidade para o cálculo da corrente CC do conversor  $k$ .

$I_{R_k}$  - Componente real da corrente no ramo  $k$ , no sentido de  $i$  para  $j$ .

$I_{I_k}$  - Componente imaginária da corrente no ramo  $k$ , no sentido de  $i$  para  $j$ .

As constantes  $K_{c_k}$  e  $K'_{c_k}$  são dadas pelas expressões:

$$K_{c_k} = a(pu) n_c K_f \frac{V_{bCC}}{V_{bCA}} \frac{V_{bpt}}{V_{bst}} \quad (34)$$

$$K'_{c_k} = \frac{S_{bCA}}{P_{bCC}} K_c \quad (35)$$

Onde:

$a(pu)$  - é a relação de tensão do tap em p.u. do transformador do conversor VSC, no lado secundário;

$n_c$  - é o número de pontes em série no lado CA do conversor VSC;

$K_f$  - é o fator de forma da tensão CA do conversor, para o controle PWM atuando na faixa linearizada =  $\frac{\sqrt{6}}{4}$ ;

$V_{bCA}$  - é a tensão base CA nas barras terminais do conversor VSC;

$V_{bpt}$  - é a tensão base no lado primário do transformador do conversor VSC (para uma ponte);

$V_{bst}$  - é a tensão base no lado secundário do transformador do conversor VSC (para uma ponte);

$S_{bCA}$  - é potência base CA do sistema;

$V_{bCC}$  - é tensão base no lado CC do conversor VSC;

$P_{bCC}$  - é potência base no lado CC do conversor VSC.

## VI.3 Estratégia de Controle

Para o controle do elo B2B-VSC usa-se como referência a fase e o sinal de tensão da barra terminal. Na estratégia implementada, utilizou-se como coordenada de referência a componente d (direta) na direção da tensão e a componente q (quadratura), 90° adiantada da componente d. A componente d influencia mais no módulo da tensão CA do conversor e por isso ela é geralmente usada para o controle da tensão na barra terminal (ou em uma barra remota), como mostrado na Figura 36, ou para o controle da potência reativa entrando na barra CA do conversor. A componente q tem mais influência na fase da tensão CA do conversor e por isso ela é usada para controlar a tensão no capacitor CC através da potência ativa que entra no conversor pelo lado CA, conforme mostrado na Figura 37.

A partir das componentes no eixo d ( $V_d$ ) e no eixo q ( $V_q$ ) é calculada a fase da tensão CA do conversor ( $\psi_k$ ) e seu módulo ( $E_{Tk}$ ). Após a limitação do módulo no valor máximo  $E_{Tklim}$ , conforme a Figura 38, determina-se o fator  $m_{ck}$  (limitado em 1) para a modulação PWM, levando-se em conta a tensão  $V_c$ , conforme a Figura 38.

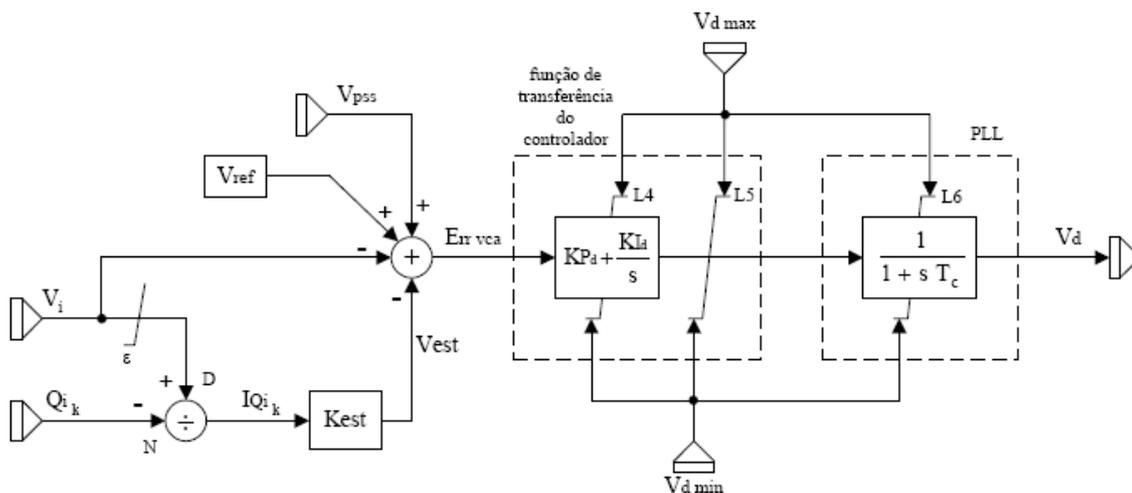


Figura 36 – Componente  $V_d$  controlando  $V_i$ .

(Figura retirada com autorização - Tese de Doutorado Ricardo Diniz Rangel)

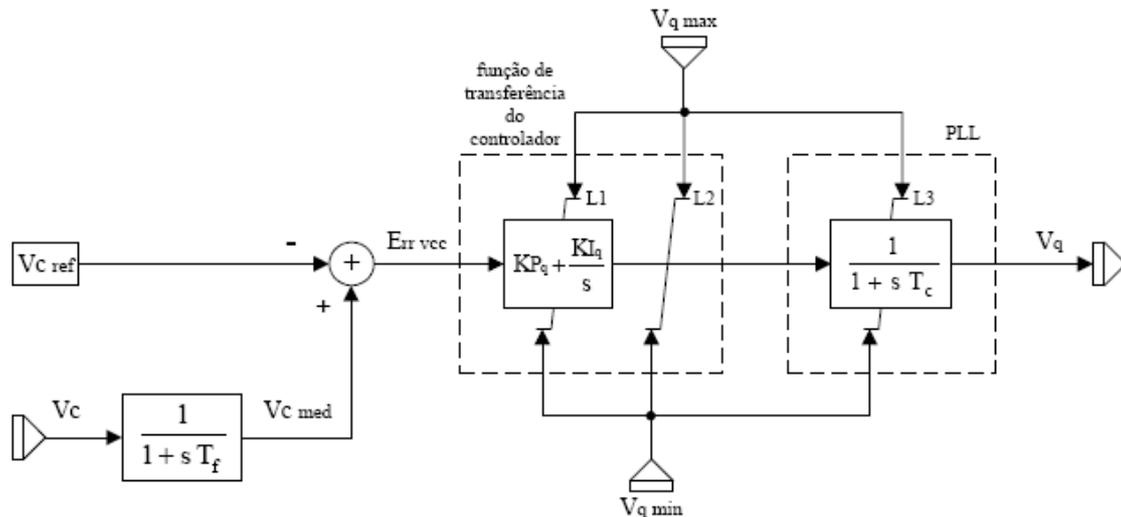


Figura 37 – Componente  $V_q$  controlando  $V_c$ .

(Figura retirada com autorização - Tese de Doutorado Ricardo Diniz Rangel)

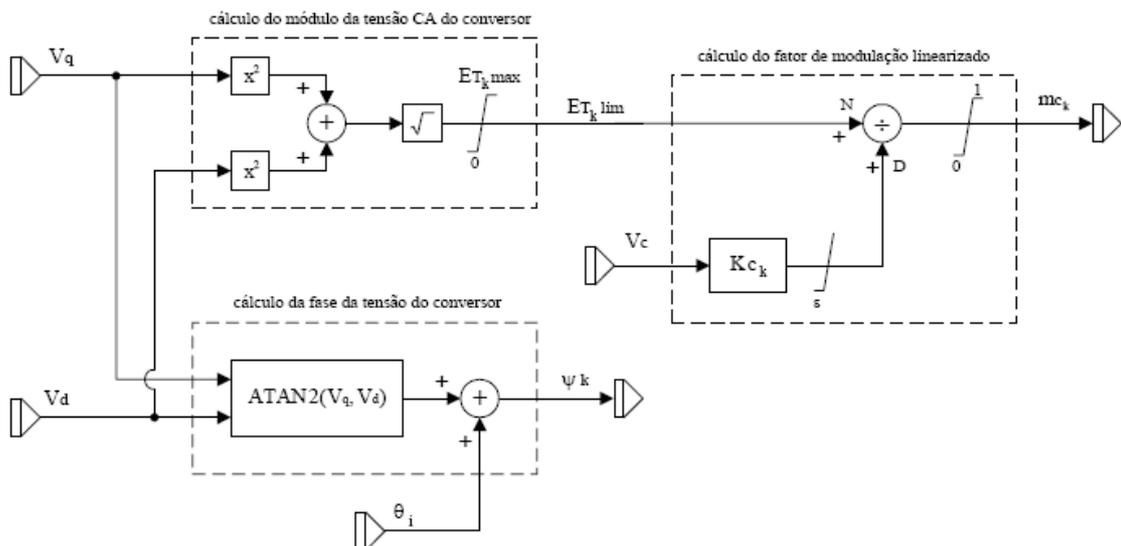


Figura 38 – Cálculo de  $m_{ck}$  e  $\psi_k$ .

(Figura retirada com autorização - Tese de Doutorado Ricardo Diniz Rangel)

No controle dos conversores deste trabalho foram utilizadas as seguintes estratégias:

Retificador: Controla a tensão na barra terminal e a tensão no capacitor CC.

Inversor: Controla a tensão na barra terminal e a potência ativa no conversor.

As Figuras 39 e 40 mostram os diagramas de bloco dos controles do retificador, do inversor, suas grandezas e a numeração dos blocos utilizados.



## Capítulo VII

# Metodologia e Critérios Considerados nas Simulações Dinâmicas

Atendidos os requisitos em regime permanente, passa-se à avaliação do desempenho dinâmico do SIN sob o aspecto de estabilidade transitória, onde é verificado o comportamento dos parâmetros de avaliação: tensão, frequência e estabilidade, na contingência de elementos da rede que tenham impacto significativo no desempenho do SIN.

Nas análises de estabilidade eletromecânica o sistema foi modelado de acordo com o banco de dados do SIN, disponibilizado pelo ONS, compreendendo o caso base definido para o ANAREDE, do primeiro quadrimestre do ano de 2007 e os dados dos geradores, compensadores estáticos, síncronos e conversores de frequência e seus respectivos sistemas de controle existentes. Na representação de novas usinas para as quais não se dispôs de dados, foram utilizados valores típicos de máquinas similares.

Nas análises foram adotados os seguintes parâmetros de avaliação [23]:

### **Frequência:**

Considera-se como requisito para atendimento às Condições de Normalidade, não haver atuação do Esquema Regional de Alívio de Carga – ERAC, quando da ocorrência de qualquer contingência simples.

Considera-se ainda que a variação de frequência no SIN deve ficar restrita aos seguintes condicionantes:

- a) A frequência mínima a ser observada após os distúrbios deve ser de 57,0 Hz.
- b) Quando utilizados esquemas alternativos, que abranjam ilhamento dos sistemas, a frequência mínima pode atingir valores de até 56,0 Hz nas ilhas com geração apenas hidráulica.

- c) O esquema de alívio de carga por subfrequência deve contemplar após a sua atuação, a estabilização da frequência em 59,5 Hz, em 20 s, tanto para o SIN, quanto para as possíveis ilhas elétricas.

### **Estabilidade:**

Considera-se que o parâmetro estabilidade eletromecânica é atendido quando as unidades geradoras permaneceram em sincronismo entre elas ou com o sistema, durante a transição de uma condição operativa de regime permanente para outra, mantendo-se, após o distúrbio, os demais parâmetros de controle dentro dos padrões estabelecidos e sem que ocorram desligamentos indesejáveis de elementos da rede ou de carga.

Para a determinação do limite de estabilidade eletromecânica, constatado coeficiente de amortecimento positivo, foram considerados os seguintes critérios:

- a) A tensão mínima para situação pós-distúrbio no SIN, na primeira oscilação, não pode ser inferior a 60% da tensão nominal de operação e, nas demais oscilações, não pode ser superior a 80% da tensão nominal de operação;
- b) A amplitude máxima de oscilações de tensão eficaz pico a pico deve ser de 2% em valor absoluto, 10 (dez) segundos após a eliminação do distúrbio;
- c) A máxima variação de tensão admitida entre o instante inicial e o final da simulação dinâmica deve ser de 10% da tensão nominal de operação.

### **Controle de Tensão**

Considera-se que o atendimento à carga exige que os níveis de tensão se mantenha dentro de faixas pré-estabelecidas, seja em regime normal de operação, seja em contingências no sistema de transmissão. Os seguintes critérios foram observados:

- a) As faixas de tensão são indicadas na Tabela 4, onde são apresentados os limites máximos e mínimos para cada classe de tensão na condição operativa normal e em condição de contingências.

Tabela 4 – Limites máximos e mínimos por classe de tensão.

Tensão Nominal de Operação	Condição Operativa Normal		Condição de Contingências	
	(kV)	(p.u.)	(kV)	(p.u.)
≤ 138	-	0,95 a 1,05	-	0,90 a 1,05
230	218 a 242	0,95 a 1,05	207 a 242	0,90 a 1,05
345	328 a 362	0,95 a 1,05	311 a 362	0,90 a 1,05
440	418 a 460	0,95 a 1,046	396 a 460	0,90 a 1,046
500	500 a 550	1,00 a 1,10	475 a 550	0,95 a 1,10
525	500 a 550	0,95 a 1,05	475 a 550	0,90 a 1,05
765	690 a 800	0,90 a 1,046	690 a 800	0,90 a 1,046

# Capítulo VIII

## Aplicação da Transmissão Segmentada por B2B-VSC, no SIN- Casos de Estudo

### VIII.1 Áreas Seguras

O conceito a ser definido com relação a áreas seguras de um sistema de potência [24] deve levar em consideração diversos aspectos como se segue:

- Os aspectos técnicos levam em consideração a capacidade dos equipamentos que fazem parte de uma dada área e o desempenho dos mesmos na interação dinâmica do sistema em questão;
- Os aspectos econômicos têm por finalidade definir a importância de uma dada área na economia do país;
- Os aspectos eletro-geográficos devem ser levados em consideração pois traduzem a localização física da área num sistema.

É importante ressaltar que existem dois momentos distintos para a definição de áreas seguras, destacando-se as fases de planejamento da expansão de um sistema de potência e a de planejamento envolvendo a operação de um sistema existente.

Quando definida na fase de planejamento, geralmente 10 anos antes da construção do sistema de grande porte, são importantes os indicadores econômicos de crescimento do país, além dos aspectos técnicos, como balizadores no processo de definição da área segura a ser escolhida. A partir do momento que for escolhida a área segura, ela certamente irá atrair para aquele sistema, investimentos de maior vulto.

A implantação de uma área segura em um sistema existente, conforme a Figura 41, deve priorizar sistemas que detêm maior importância dentro de uma determinada rede ou solucionar problemas verificados na fase de estudos de planejamento da operação. Áreas em que é necessária segurança adicional por representar prioridade para o país onde a rede é instalada, podem ser definidas como seguras. Na fase de análise de

segurança de sistemas, quando é prevista a ocorrência de contingência de linhas de transmissão, podemos identificar áreas nas quais podemos definir como seguras para que no caso das ocorrências estudadas as áreas definidas não interfiram no desempenho das outras áreas, preservando o sistema de problemas mais graves.



Figura 41 – Sistema Interligado Nacional – SIN.

## VIII.2 Integração de Projetos a Longa Distância

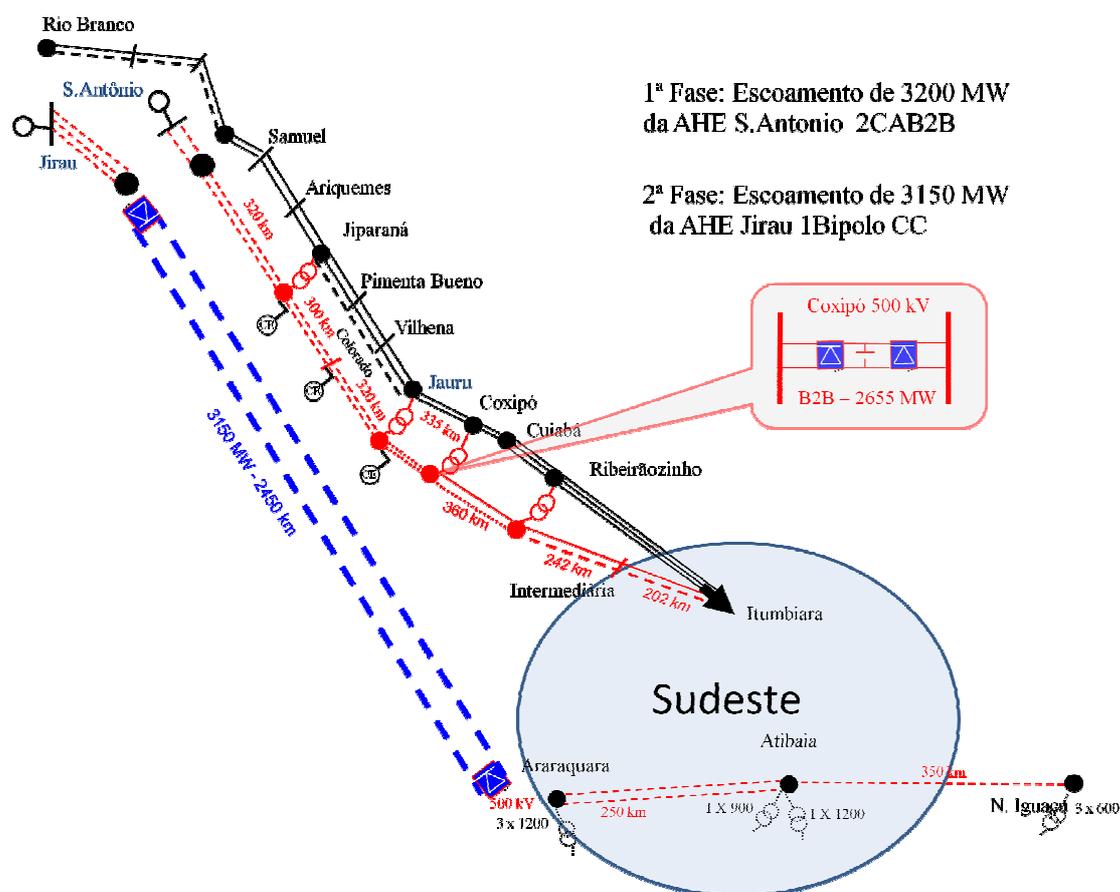


Figura 42 – Alternativa de escoamento do potencial do rio Madeira.

O Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica para o período 2006/2015 aponta para a dificuldade atual do estabelecimento de cenários robustos para a expansão com usinas hidrelétricas, dificuldade esta relacionada diretamente com a falta de informações atualizadas, relativas às novas exigências sócio ambientais sobre os potenciais ainda a explorar. Outro aspecto importante no contexto do presente trabalho, e que pode ser extraído do Plano, refere-se aos potenciais das bacias de rios da região amazônica 14.750 MW, bacias estas hoje priorizadas para estudos de inventário. Agregando este montante aos grandes empreendimentos do Madeira (6.450 MW), Belo Monte (11.180 MW) e Teles Pires-Apiacás (3.226 MW), já inventariados, conclui-se que existe a necessidade de uma estratégia de expansão da Malha Principal para integração, a médio e longo prazo, desta enorme geração, muito distante dos grandes centros de carga, que venha gerar uma estrutura de transmissão otimizada nos aspectos de confiabilidade da operação interligada, flexibilidade, atendimento às questões sócio ambientais e de natureza política.

É importante observar que esta dissertação aponta para uma estratégia de expansão a ser adotada em todos os casos, oposta a uma política de tratamento individualizado / personalizado para cada aproveitamento. Uma decisão neste sentido tem reflexos econômicos importantes, e sinaliza para os fabricantes as direções preferenciais de P&D no desenvolvimento de equipamentos.

Atentando para as dimensões continentais do País, e do sistema de transmissão interligado correspondente, conclui-se sobre a exigência de uma estrutura capaz de limitar a propagação de processos em cascata, um distúrbio em uma determinada área não deve interferir na área adjacente, conforme a Figura 42. A exigência de flexibilidade prende-se ao grau de incerteza associada a cenários de expansão de longo prazo, e ao grau de manobrabilidade requerido para operação face às incertezas nas afluências.

Os condicionamentos de ordem sócio ambientais e política levam a buscar uma estrutura de transmissão que venha atender, no mínimo, aos requisitos de inserção regional, isto é, uma estrutura que possibilite uma integração de qualidade com sistemas locais.

O emprego de linhas de transmissão segmentadas pode ser estendido no sentido de segmentar/dividir um sistema em **ÁREAS ASSÍNCRONAS** interligadas por conversores B2B-VSC. A Figura 43 ilustra esta idéia, e apresenta o SIN dividido em três áreas.



Figura 43 – Áreas assíncronas.

A estratégia de Expansão da Malha Principal, visando a integração dos futuros empreendimentos hidrelétricas na Amazônia, poderia ser formulada em termos de linhas troncos com segmentação. A segmentação da transmissão levaria ao estabelecimento de uma fronteira, e a definição de uma área assíncrona de aproximadamente 2.300 km, abrangendo a Região Norte e parte da Região Leste do Brasil. A expansão da transmissão dentro desta área seria executada com linhas em C.A. de concepção usual.

As simulações e análises da seção IX.2.1, mostram uma alternativa de transmissão ao aproveitamento do rio Madeira, baseada na segmentação de uma longa transmissão em C.A. de cerca de 1250 km, utilizando o B2B-VSC. Para isto levou em consideração a primeira fase de integração das usinas, onde foram utilizadas duas linhas de transmissão em C.A. (projeto não convencional) em 500 kV, escoando a potência de 3.200 MW da usina de Santo Antonio, entre as subestações de Santo Antonio e Coxipó com um equipamento B2B-VSC em Coxipó. Também foi utilizada como premissa a preferência de utilização de compensação shunt, ao invés de compensação série, através de compensadores estáticos de reativos.

Observa-se que a alternativa proposta, pode transmitir a longas distâncias em C.A. utilizando o equipamento B2B-VSC capaz de amenizar ou bloquear a propagação de distúrbios dentro das áreas e entre as áreas interligadas, pois possui alto grau de controlabilidade de operação devido ao controle misto de potência ativa e reativa.

Vale lembrar que essa aplicação serve para mostrar que num futuro próximo no planejamento da expansão de novos troncos de transmissão, os projetos e as análises técnicas dos futuros empreendimentos não devem deixar de fora a viabilidade da transmissão segmentada usando B2B-VSC.

Esta aplicação mostra ainda que a proposta de transmissão CA segmentada usando B2B-VSC, no escoamento da usina de Santo Antonio (3.200MW), pode ser utilizada também no escoamento da usina de Jirau (3.150 MW) ou até mesmo na totalidade da transmissão do rio Madeira (6.350 MW), guardada as devidas proporções de linhas de transmissão e equipamentos necessários.

## VIII.2.1 Simulações e Análises

### Sistema - Configuração:

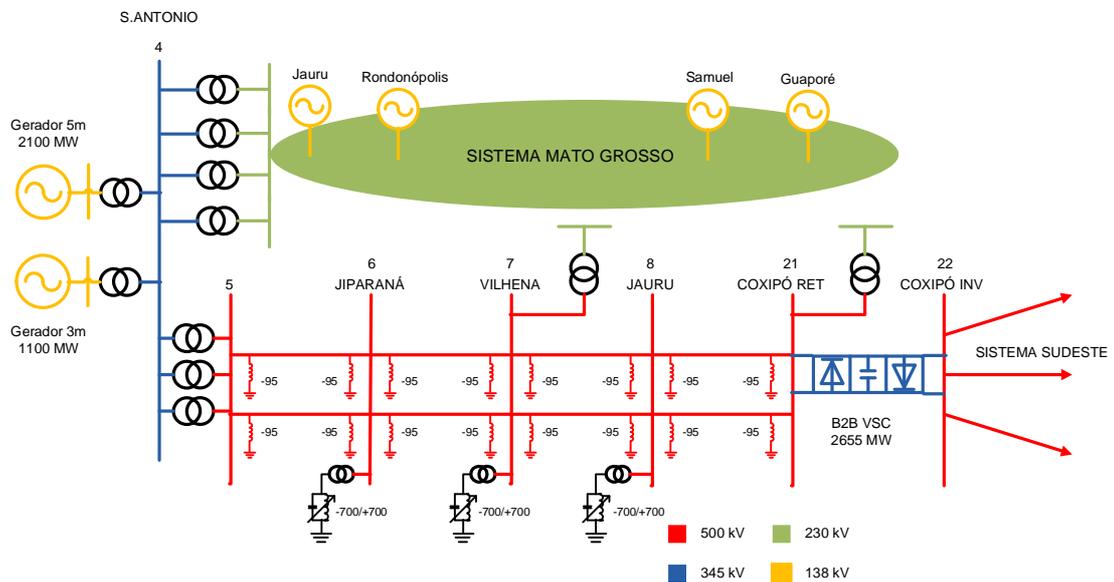


Figura 44 – Sistema em análise.

Nas simulações realizadas, considerando o sistema ilustrado na Figura 44, foram realizados os seguintes testes e analisados os seguintes aspectos:

- Comportamento transitório da inicialização do sistema com o objetivo de testar a precisão do processo de cálculo do ponto de equilíbrio, e a estabilidade dinâmica às pequenas perturbações do processo de integração numérica. Simulação por 20s sem perturbação externa. As Figuras 45 a 49 ilustram a simulação descrita.

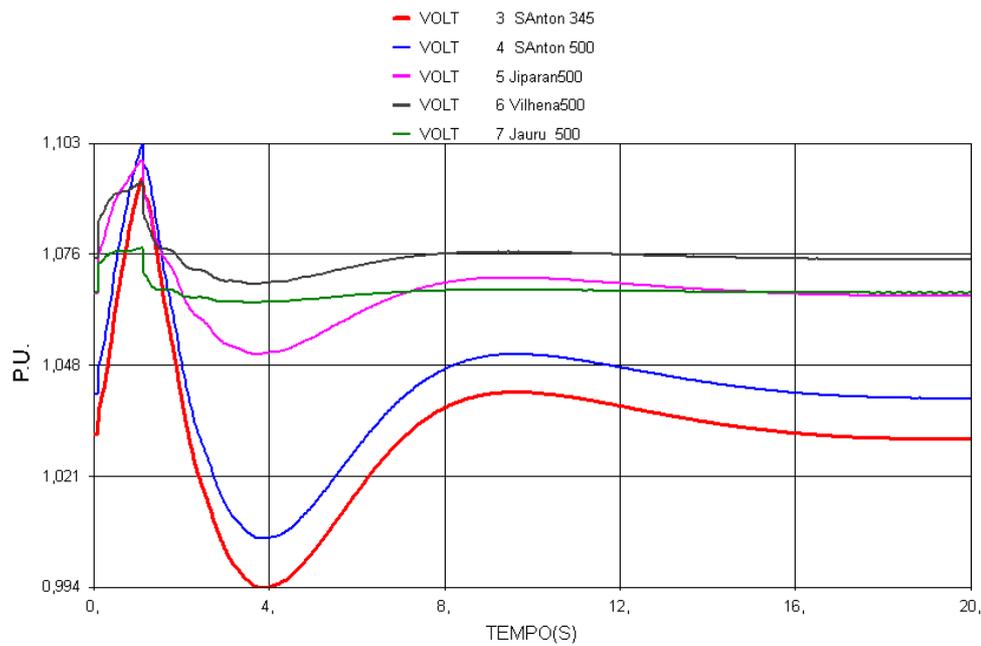


Figura 45 – Tensões no tronco principal da transmissão, na inicialização do sistema.

A Figura 45 mostra que as tensões no tronco de transmissão de 500 kV sofrem variações, devido ao período transitório de inicialização do modelo, e atingem o regime permanente em 20 s, demonstrando que a partir deste momento os eventos poderão ser simulados sem a influência intrínseca das variações iniciais.

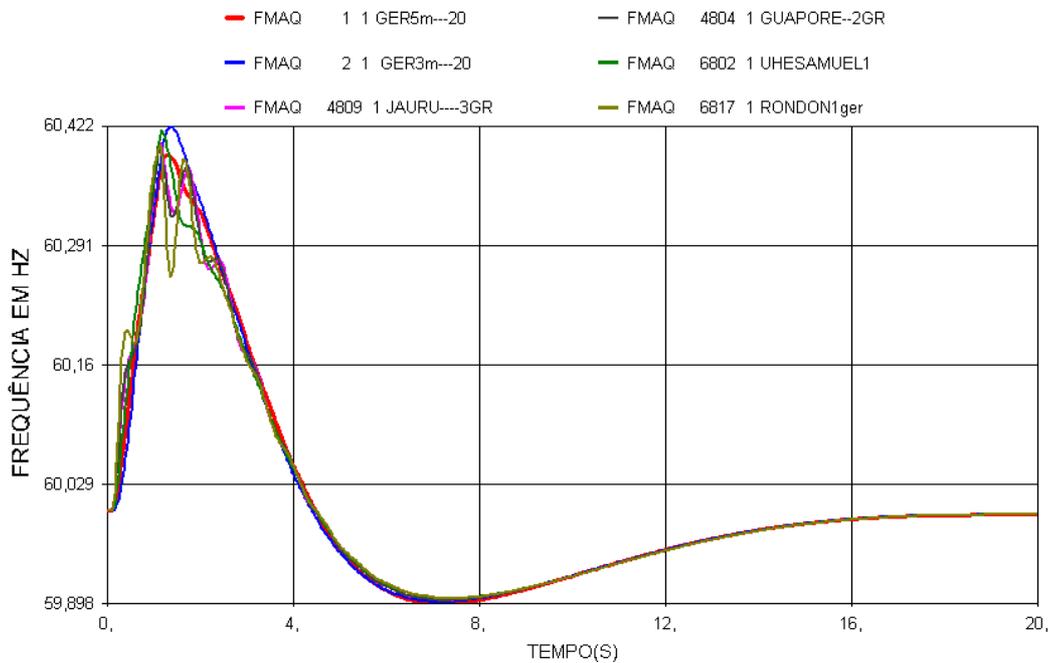


Figura 46 – Freqüência dos geradores.

A Figura 46 mostra que as frequências das máquinas do sistema sofrem variações devido ao período transitório de inicialização do modelo e atingem o regime permanente em 20 s, demonstrando que a partir deste momento os eventos poderão ser simulados sem a influência intrínseca das variações iniciais.

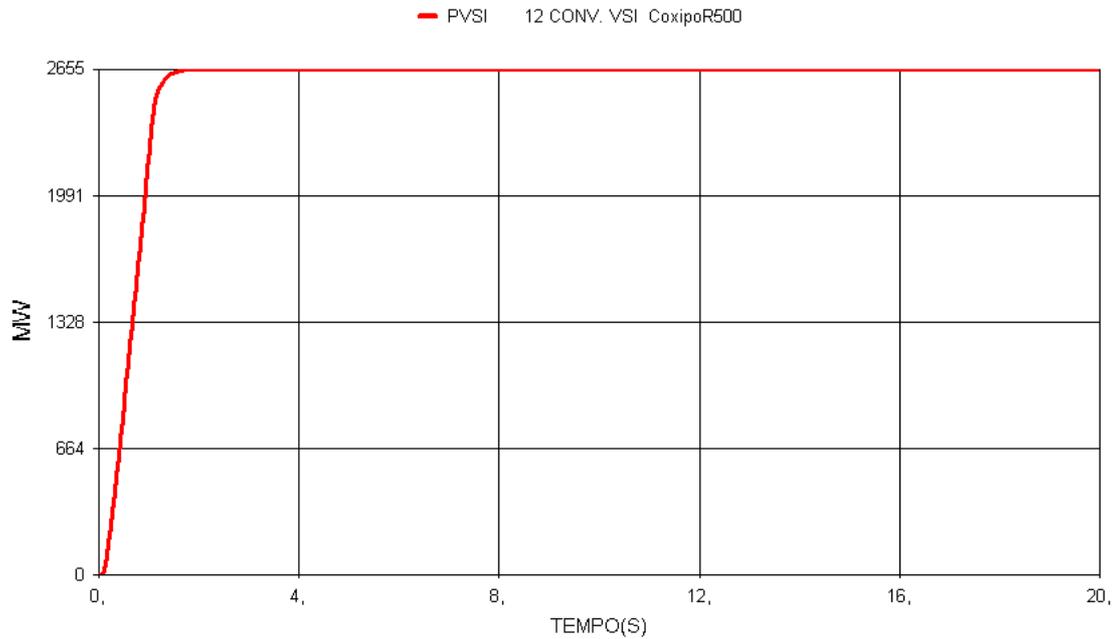


Figura 47 – Potência ativa entrando no B2B-VSC.

A Figura 47 mostra que o rampeamento de potência ativa que entra no lado retificador, atinge seu valor de regime permanente em 2s.

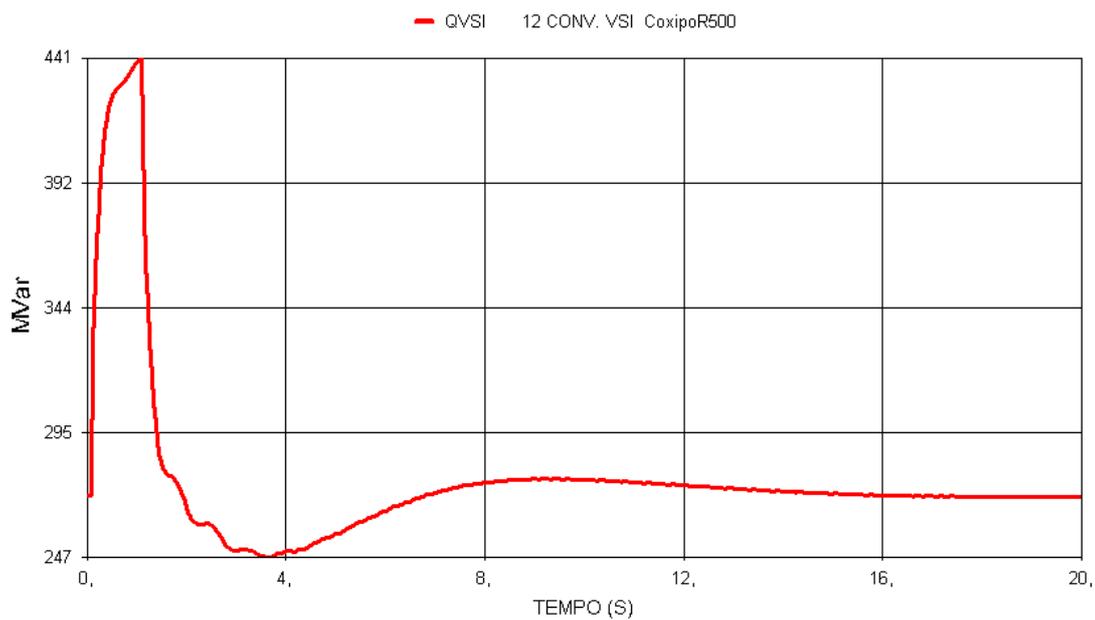


Figura 48 – Potência reativa no B2B-VSC.

A Figura 48 mostra que a potência reativa que sai do sofre uma variação, devido ao período transitório de inicialização do modelo, e atinge o regime permanente em 20 s, demonstrando que a partir deste momento os eventos poderão ser simulados sem a influência intrínseca das variações iniciais.

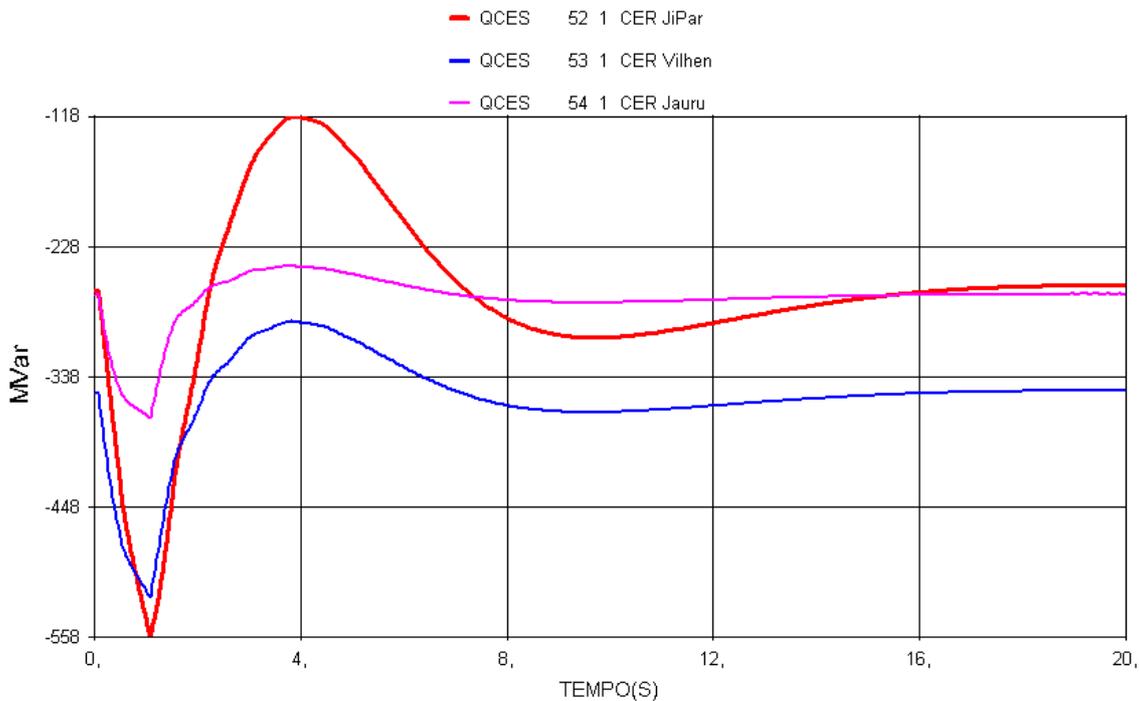


Figura 49 – Potência reativa dos compensadores estáticos.

A Figura 49 mostra que a potência reativa que é fornecida pelos compensadores estáticos do tronco de 500 kV sofre uma variação, devido ao período transitório de inicialização do sistema, e atinge o regime permanente em 20 s, demonstrando que a partir deste momento os eventos poderão ser simulados sem a influência intrínseca das variações iniciais.

- b) Teste de desempenho dinâmico frente a aplicação de falta severa na rede. No momento em que acontece uma contingência numa LT de 500 kV deste sistema, automaticamente o circuito em paralelo assume a potência total da transmissão. Considerando esse ponto de operação, este circuito, neste momento, excede seu limite térmico de operação, necessitando de uma ação de controle rápida que evite a atuação da proteção de sobrecorrente e conseqüentemente a perda de toda a transmissão. A remoção da sobrecarga do circuito remanescente é alcançada, com a redução da potência do B2B-VSC. No entanto, a redução do fluxo de potência na linha, resulta em

sobretensões nas subestações do tronco de transmissão de 500 kV (as linhas passam a operar abaixo do SIL), demandando ações de chaveamento de equipamentos, de forma a manter dentro das faixas de operação permitidas os valores de tensão das subestações.

A Figura 50 mostra a descrição dos eventos.

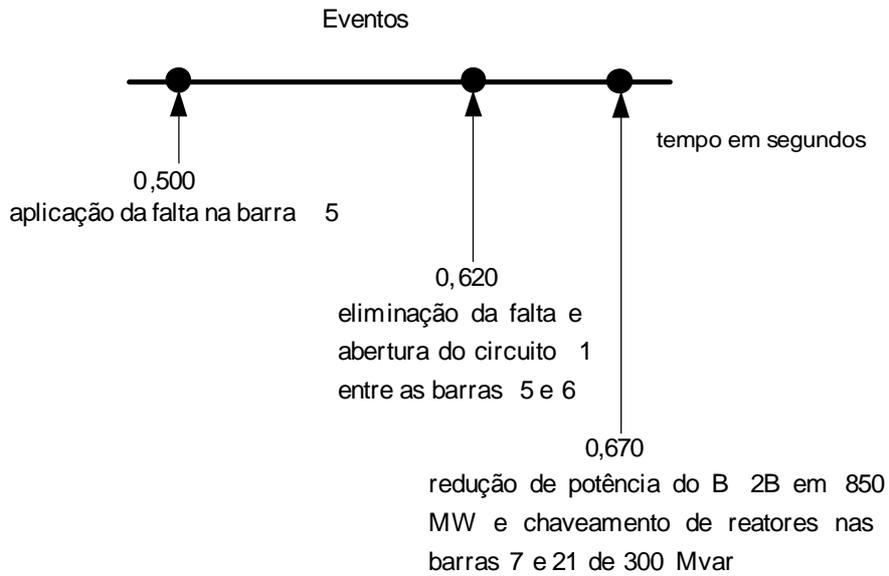


Figura 50 – Descrição dos eventos simulados.

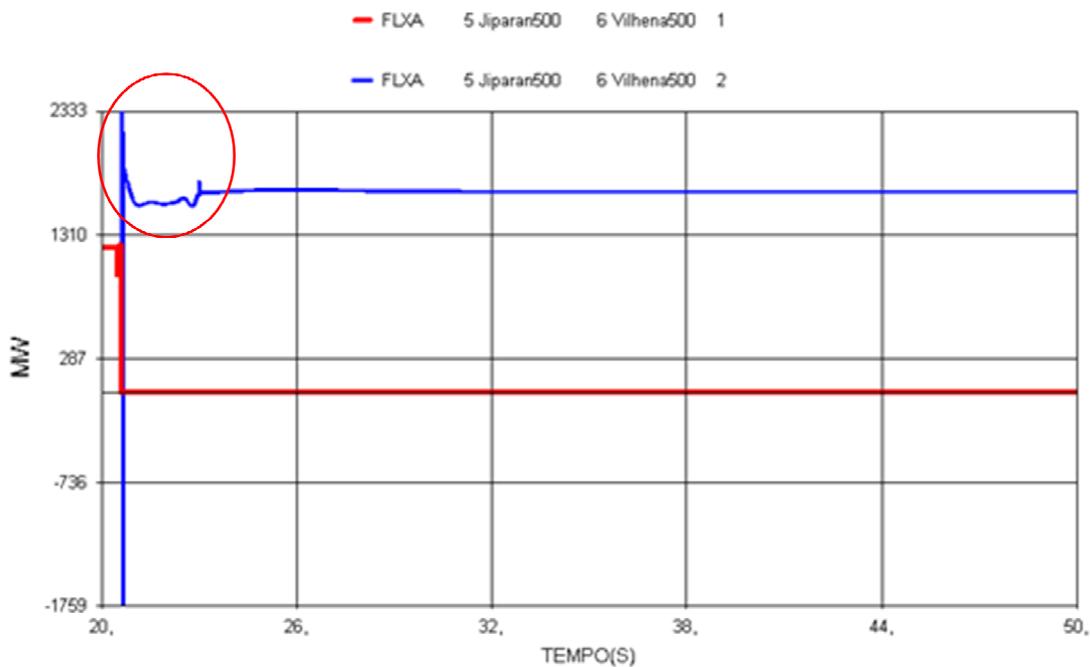


Figura 51 – Tensões no tronco de transmissão, sem chaveamento de reatores.

A Figura 51 evidencia o carregamento elevado na LT de 500 kV Jiparaná-Vilhena, circuito 2 no instante após a eliminação da falta e abertura do circuito 1. Após a ação corretiva do equipamento B2B-VSC, os valores de carregamento voltam a operar dentro dos valores permitidos pelos cabos condutores em regime normal de operação.

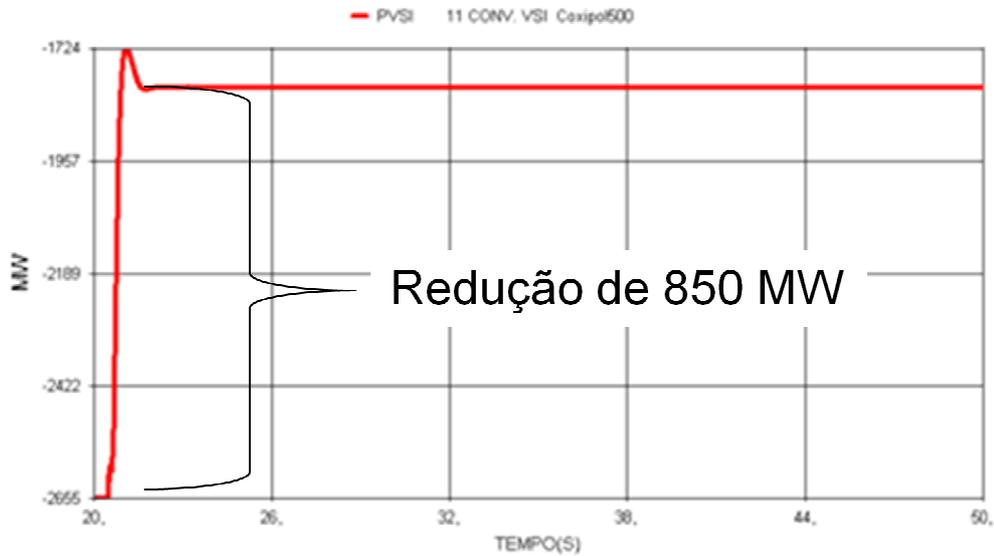


Figura 52 – Tensões no tronco de transmissão, sem chaveamento de reatores.

A Figura 52 evidencia o momento de atuação do B2B-VSC, alterando a ordem de potência em 850 MW, controlando os valores de sobrecarga na LT de 500 kV Jiparaná-Vilhena remanescente, após a falta.

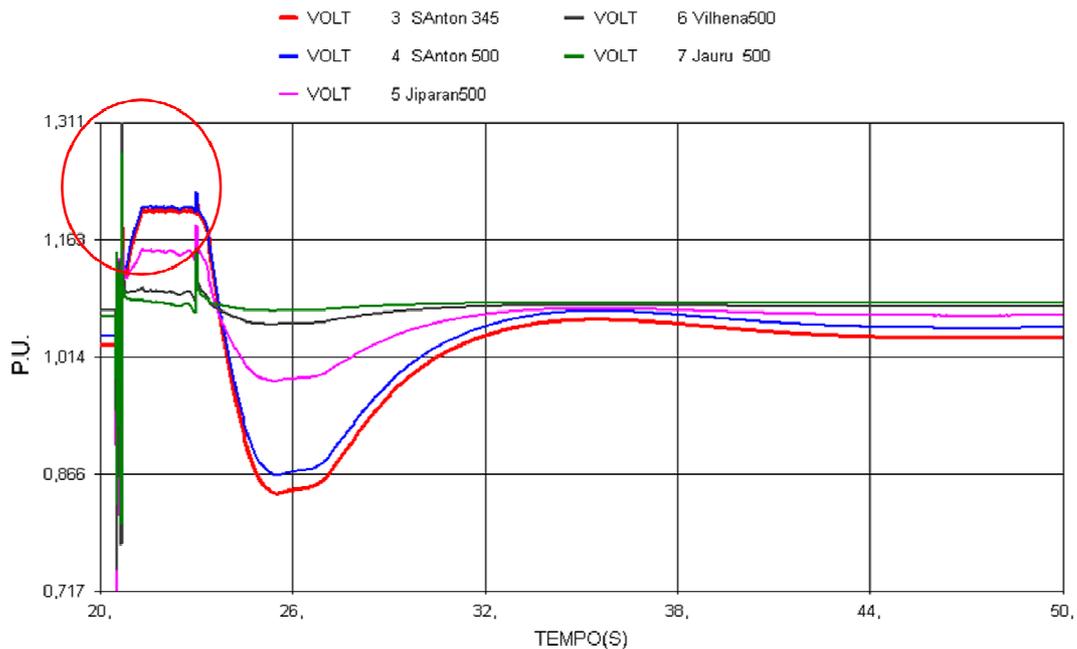


Figura 53 – Tensões no tronco de transmissão, sem chaveamento de reatores.

A Figura 53 mostra que no instante após a eliminação da falta e abertura do circuito 1 as tensões das subestações do tronco de transmissão, sofrem sobretensões instantâneas de até 1,3 p.u..

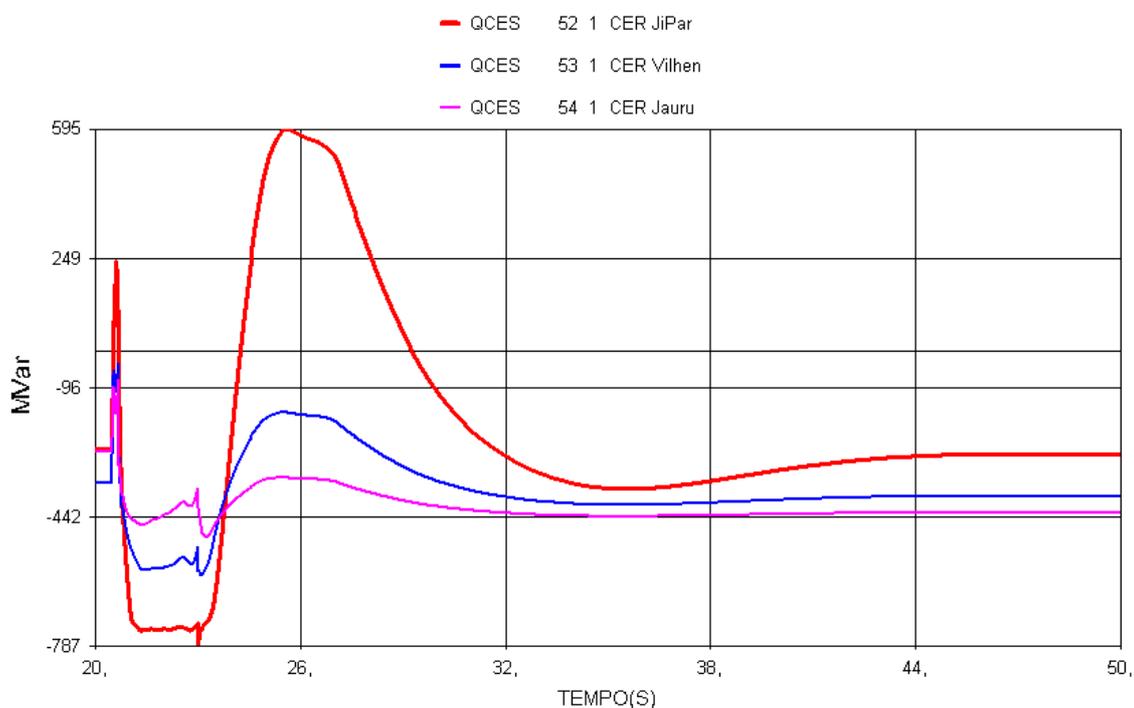


Figura 54 – Atuação dos compensadores estáticos.

A Figura 54 põe em evidência a ação corretiva dos compensadores estáticos, devido as sobretensões após a eliminação da falta e abertura do circuito 1, nas subestações de Vilhena, Jiparaná e Jauru 500 kV.

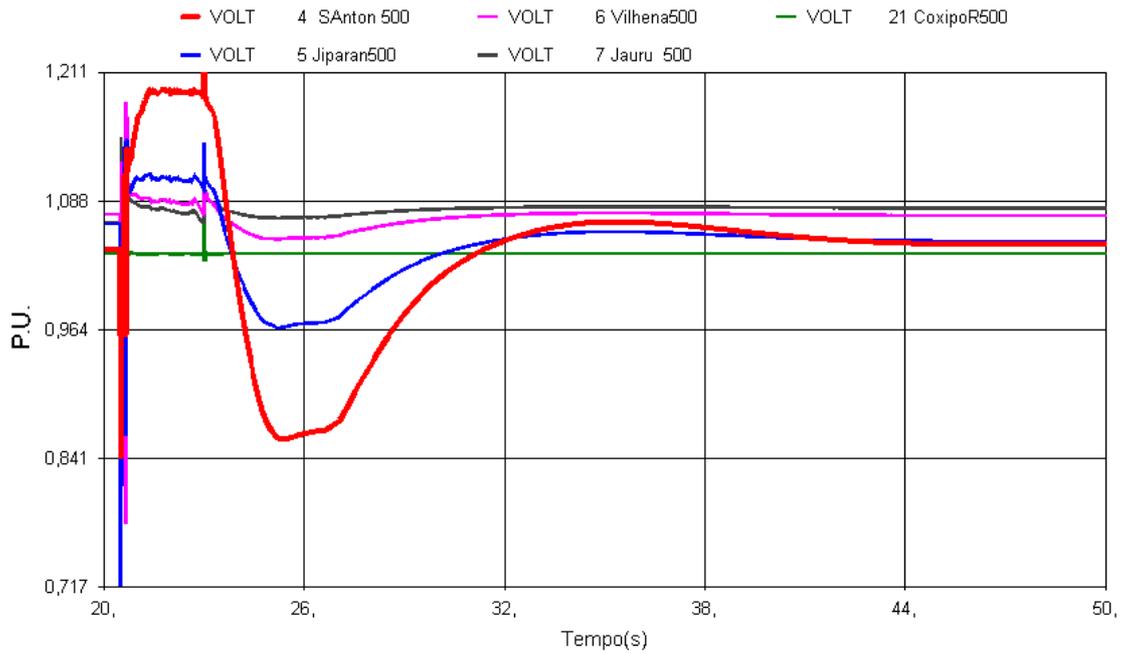


Figura 55 – Tensões no tronco de transmissão.

A Figura 55 mostra que de forma a contornar as sobretensões instantâneas, foi efetuado um chaveamento de reatores de 300 MVar que permitiu a restauração das tensões das subestações do tronco dentro da faixa de operação permitida sem prejudicar a recuperação do sincronismo do sistema.

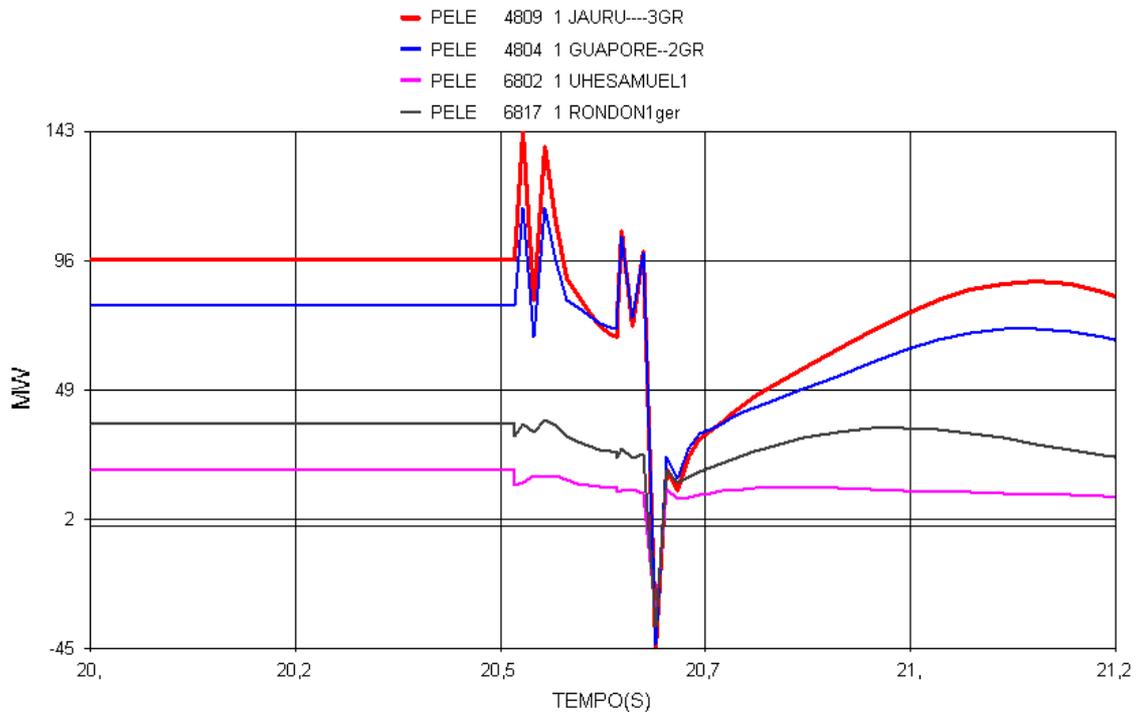


Figura 56 – Potência elétrica nas máquinas da CEMAT.

A Figura 56 mostra os impactos de potência elétrica em MW, nas máquinas conectadas ao sistema da CEMAT, referidos a potência nominal de cada uma delas, por efeito da brusca diminuição de potência no B2B - VSC: Ao efetuarmos as contas, chegamos aos seguintes valores de impacto de potência para cada máquina:

$$\text{UHE Jaurú} - (143-44) / 135 = 0,73$$

$$\text{UHE Guaporé} - (116-43) / 92 = 0,79$$

$$\text{UHE Samuel} - (20-33) / 40 = 0,325$$

$$\text{UHE Rondon} - (37-36) / 40,5 = 0,025$$

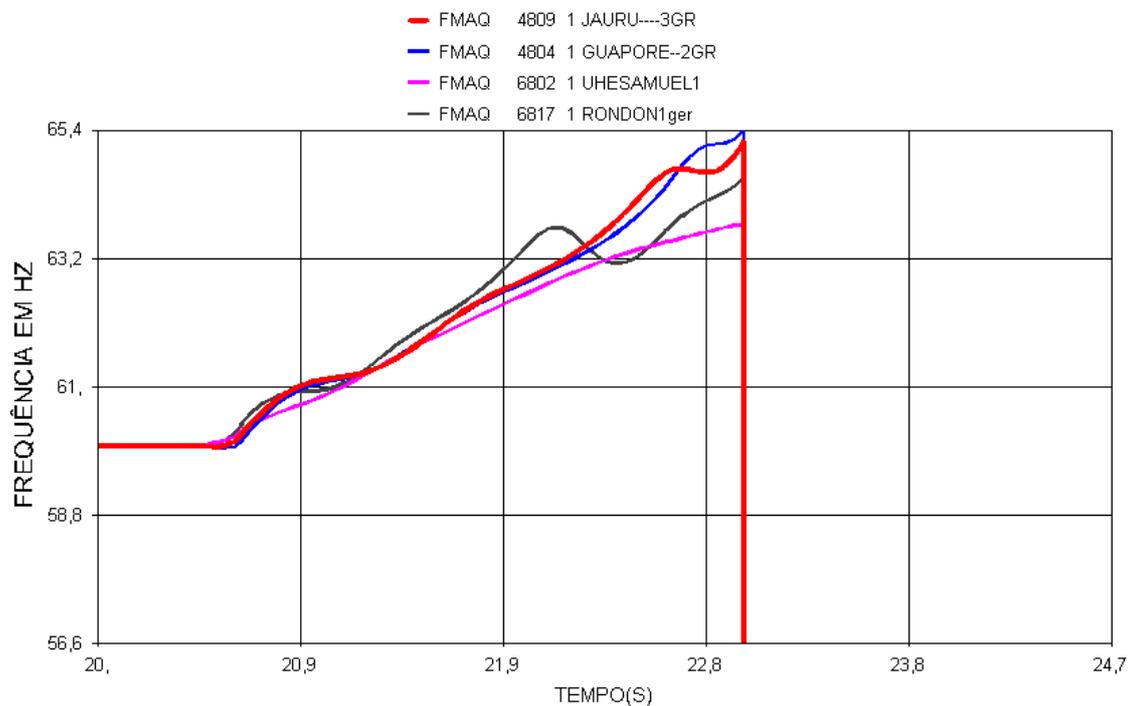


Figura 57 – Acelerações nas máquinas da CEMAT.

A Figura 57 mostra as acelerações, traduzidas pelas frequências extremas, observadas nas máquinas de Jaurú, Guaporé, Samuel e Rondon chegando a 5,39 Hz/s num período de 3,6 segundos.

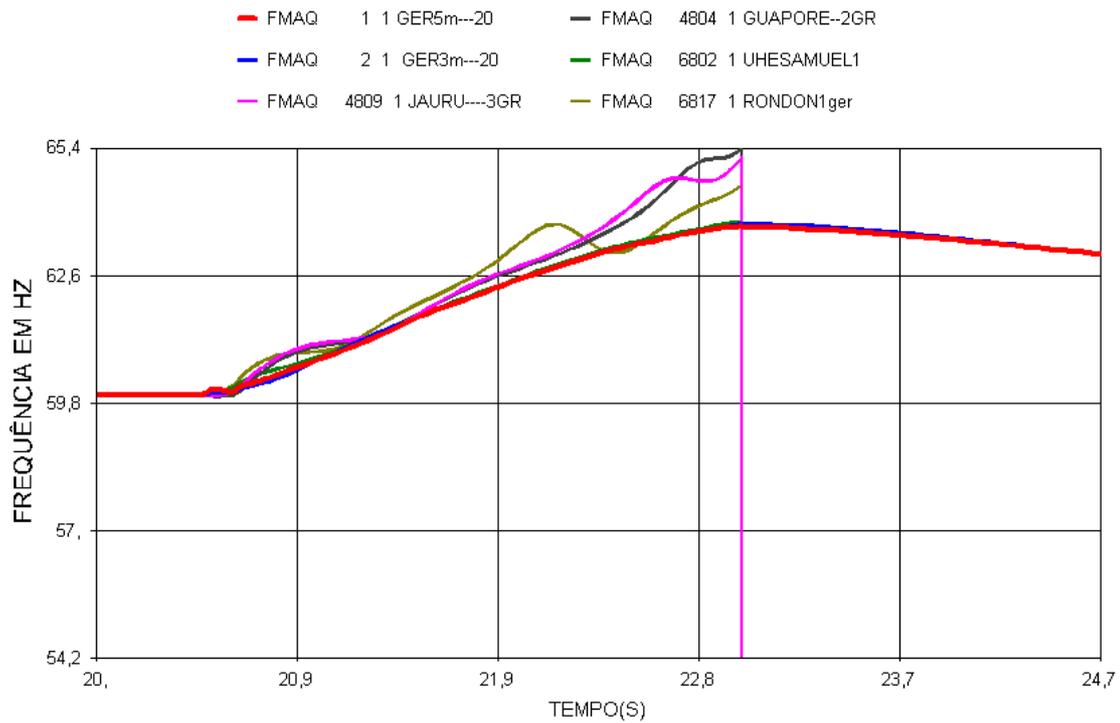


Figura 58 – Máximas freqüências alcançadas pelas máquinas.

A Figura 58 mostra o máximo valor de freqüência alcançado pelas duas maiores máquinas do sistema, chegando ao valor de 63,70 Hz aos 3,0 segundos.

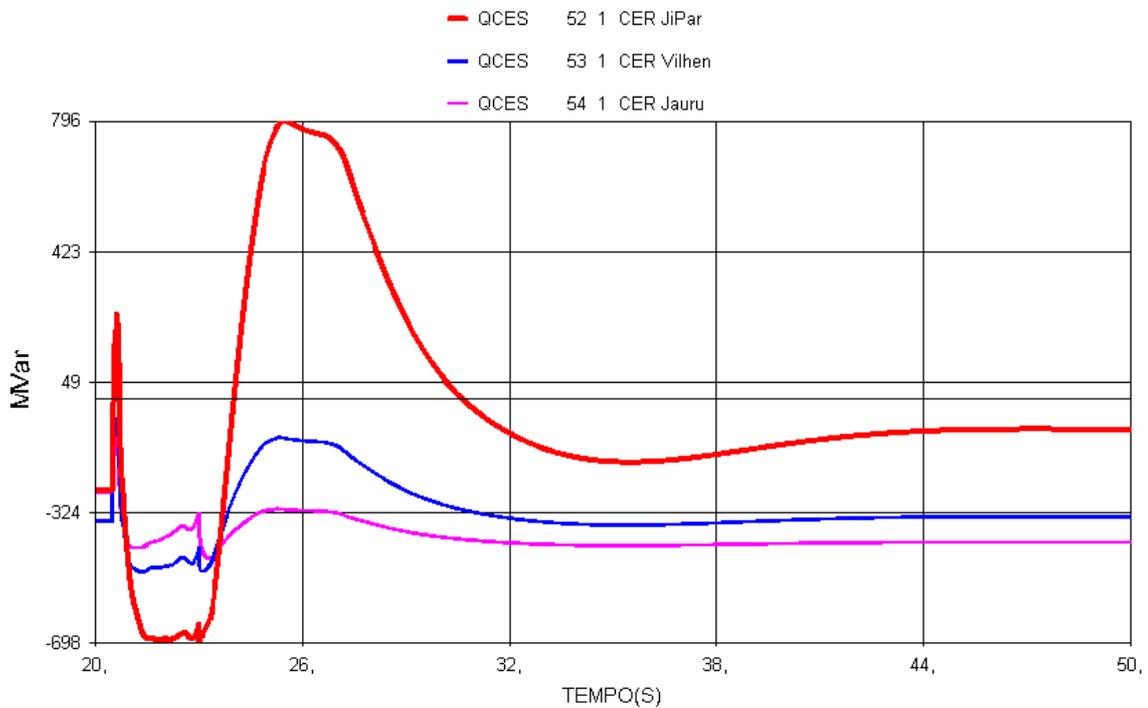


Figura 59 – Atuação dos compensadores estáticos.

A Figura 59 põe em evidência a ação corretiva dos compensadores estáticos após o chaveamento dos reatores e a redução do valor de potência do equipamento B2B-VSC.

- c) Teste do desempenho dinâmico frente a uma rejeição total de carga – redução de potência do dispositivo B2B em serviço.

Para a limitação das sobretensões nas subestações do tronco de transmissão de 500 kV, adotou-se a medida de chaveamento de reatores, aplicada ao caso anterior de perda parcial de transmissão. Por conta da rejeição total de carga no extremo receptor do tronco de transmissão de 500 kV (2656 MW), as máquinas do sistema da CEMAT ficaram submetidas a impactos de potência elétrica bastante elevados. Considerando a existência (futura instalação) de proteção contra sobreacelerações nas referidas máquinas (à semelhança do que ocorre no caso de turbinas a gás), simulou-se o caso de rejeição total de carga no tronco de transmissão de 500 kV seguido de perda de máquinas no sistema da CEMAT.

A Figura 60 mostra a descrição dos eventos.

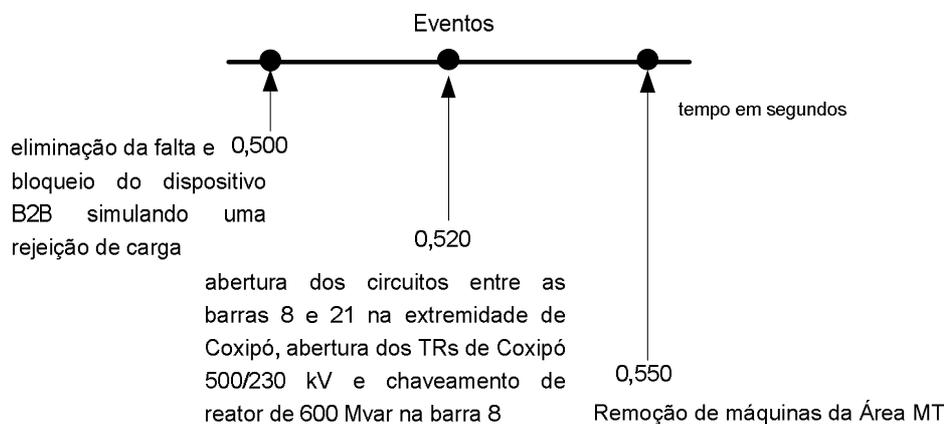


Figura 60 – Descrição dos eventos.

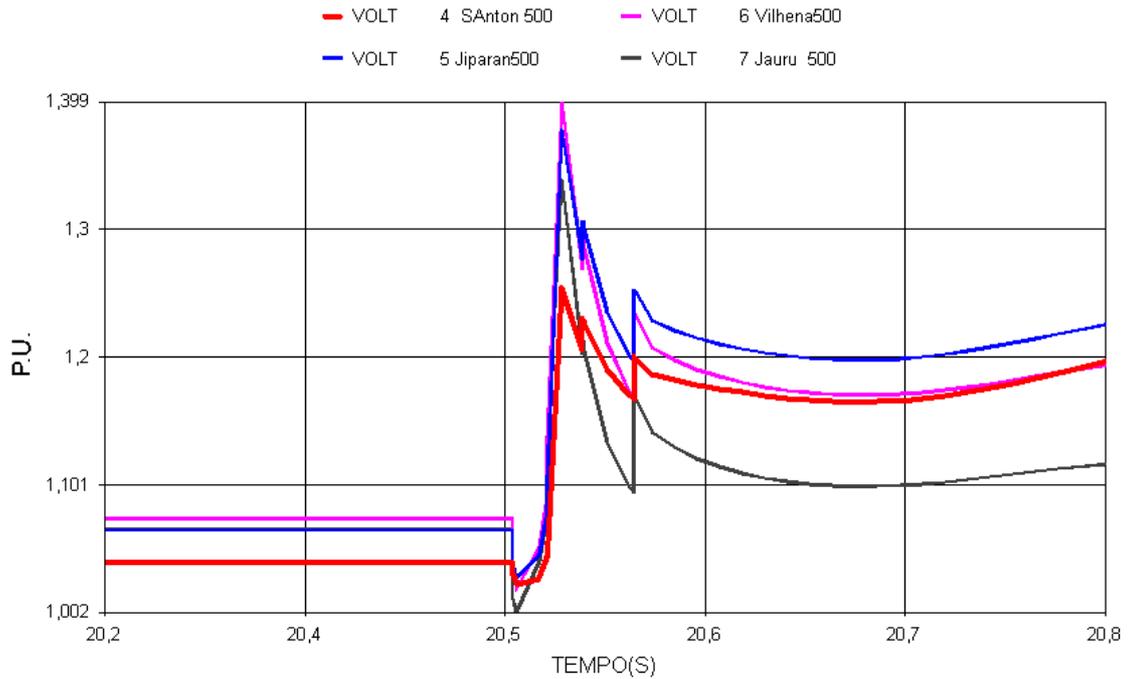


Figura 61 – Tensões no tronco de transmissão de 500 kV.

O chaveamento de um reator de 600 MVar na subestação de Jauru 500 kV simultaneamente ao sinal de abertura da extremidade de Coxipó da LT Jauru-Coxipó 500 kV, limita as sobretensões instantâneas a valores bastante reduzidos, chegando aos valores de 1,27 p.u. em Jiparaná 500 kV, 1,39 p.u. em Vilhena 500 kV, 1,23 p.u. em S. Antonio 500 kV e 1,21 p.u. em Jauru 500 kV, sem prejudicar a recuperação do sincronismo do sistema, conforme Figura 61.

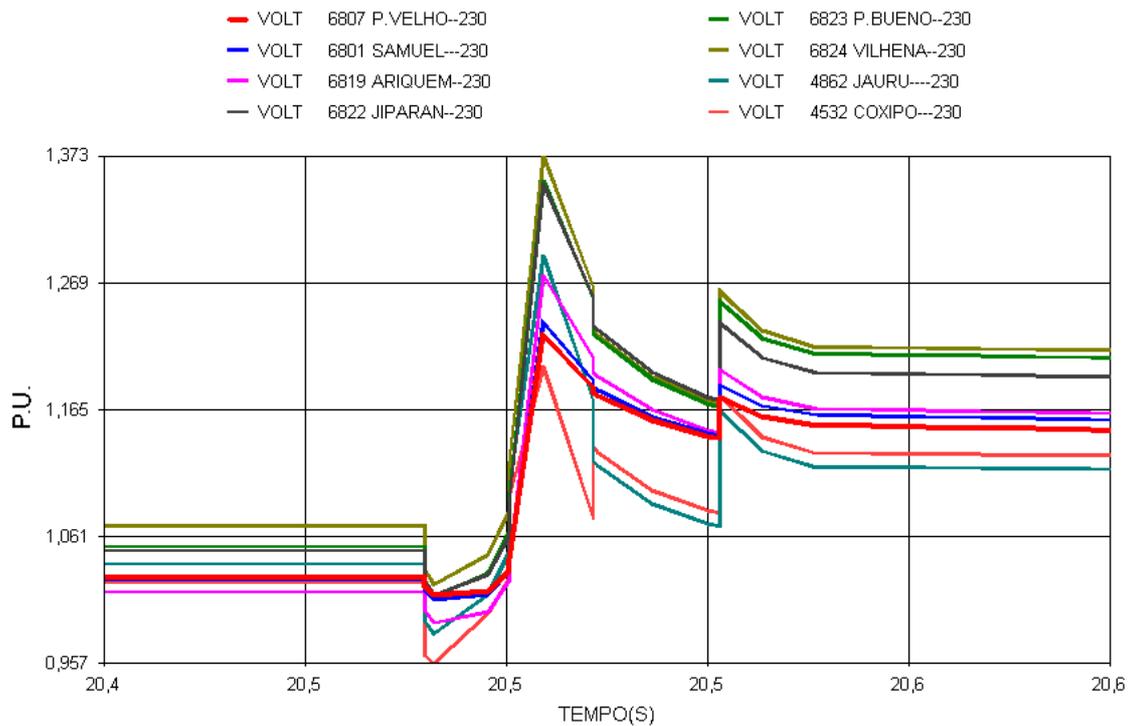


Figura 62 – Tensões no tronco de transmissão de 230 kV.

A Figura 62, mostra que o chaveamento de um reator de 600 MVar na subestação de Jauru 500 kV simultaneamente ao sinal de abertura da extremidade de Coxipó da LT Jauru-Coxipó 500 kV, limita as sobretensões instantâneas a valores bastante reduzidos também nas subestações de 230 kV do sistema CEMAT.

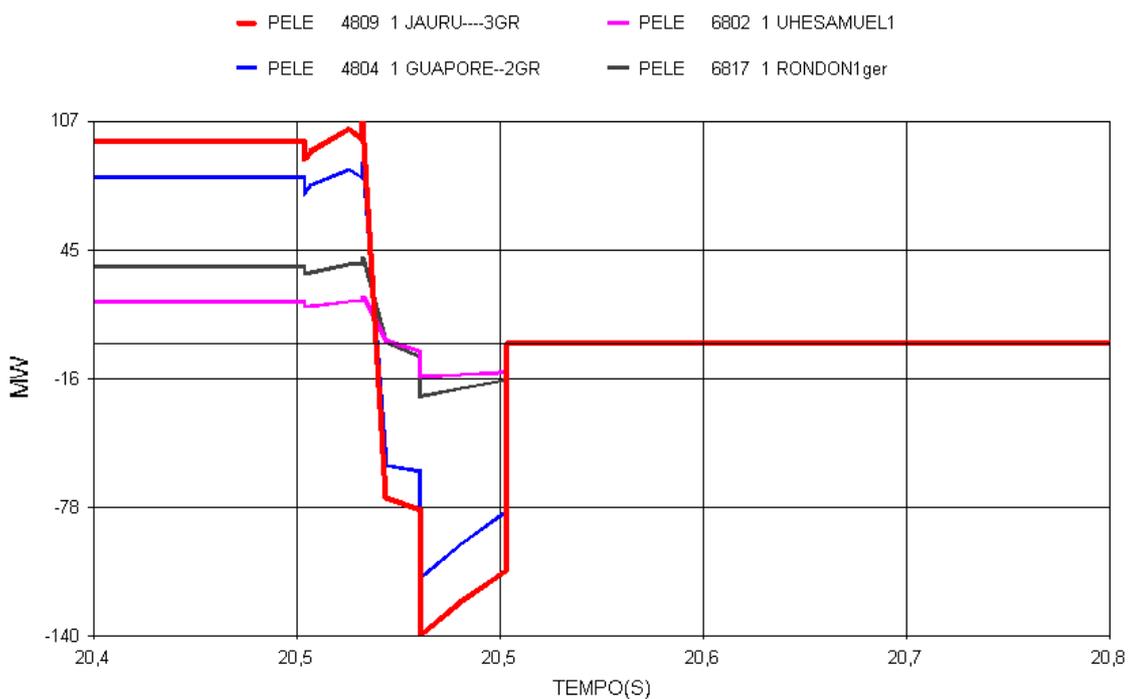


Figura 63 – Potência elétrica nas máquinas da CEMAT.

A Figura 63 mostra os impactos de potência elétrica em MW, nas máquinas conectadas ao sistema da CEMAT, por efeito da rejeição total de carga do sistema.

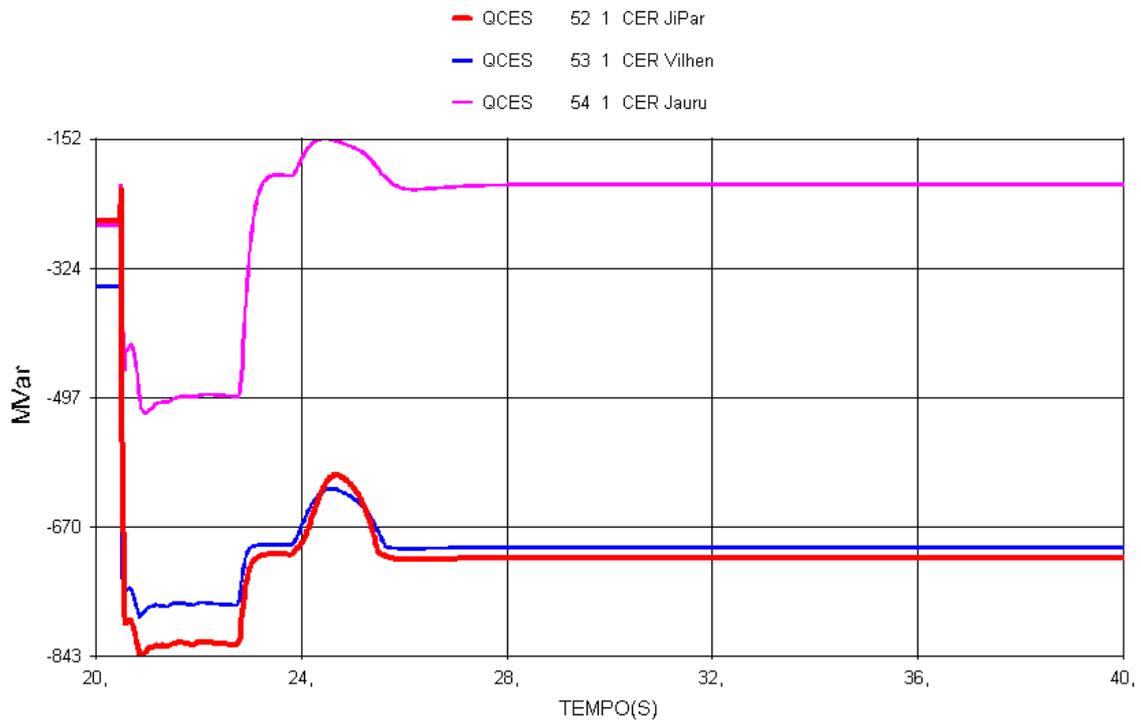


Figura 64 – Atuação dos compensadores estáticos.

A Figura 64 põe em evidência a ação corretiva dos compensadores estáticos após o chaveamento dos reatores e a rejeição total de carga do sistema.

### **VIII.3 Aplicação a um sistema existente**

A interligação entre as regiões Norte e Nordeste do Brasil é atualmente constituída por um sistema de transmissão composto por quatro circuitos em 500 kV que conectam a subestação de Tucuruí à subestação de Marabá, no Estado do Pará. A partir da subestação de Marabá, seguem quatro circuitos em 500 kV para as subestações de Açailândia/Imperatriz, no Estado do Maranhão. A partir destas subestações, três circuitos em 500 kV seguem passando pela subestação de Presidente Dutra e daí para as subestações de Fortaleza II e Sobradinho, nos Estados do Ceará e da Bahia, respectivamente.

Esta interligação foi concebida inicialmente para escoar a geração excedente na UHE Tucuruí para a região Nordeste e atualmente, com a implantação da interligação entre as regiões Norte e Sudeste é possível a troca de energia também com a região Sudeste.

A Figura 65 mostra a interligação entre as regiões Norte e Sudeste, denominada de interligação Norte-Sul, que é constituída atualmente por um sistema de transmissão composto por dois circuitos em 500 kV entre a subestação de Imperatriz, no Estado do Maranhão, e a subestação de Serra da Mesa, no Estado de Goiás, passando pelas subestações de Colinas, Miracema e Gurupi, no Estado do Tocantins. Da subestação de Miracema deriva a subestação de Lajeado na qual se conecta a usina de mesmo nome, com capacidade instalada de 950 MW e da subestação de Gurupi deriva a subestação de Peixe na qual se conecta a usina Peixe Angical, com capacidade instalada de 450 MW.

Em função dos requisitos de energia das regiões Sudeste e Nordeste é realizada maximização da geração da UHE Tucuruí. Neste cenário os fluxos na interligação Norte-Sul ficam bastante elevados, podendo pela grande interatividade entre áreas, a ocorrência de distúrbios na região Sudeste que envolvam desligamento de máquinas da Usina de Itaipu, levar a abertura da interligação Norte-Sul, pela atuação da proteção de perda de sincronismo - PPS, situação que poderá ser indesejável para garantir a continuidade do atendimento às cargas da região ou até mesmo levar ao blecaute do sistema como um todo.

Ao considerar a ocorrência do distúrbio descrito acima, a solução hoje encontrada para garantir a continuidade do atendimento, é limitar os fluxos na interligação entre os dois sistemas. Essa situação é um tanto indesejada, já que existe a disponibilidade da geração, a capacidade térmica da transmissão e estas, porém não podem ser exploradas nas suas totalidades.

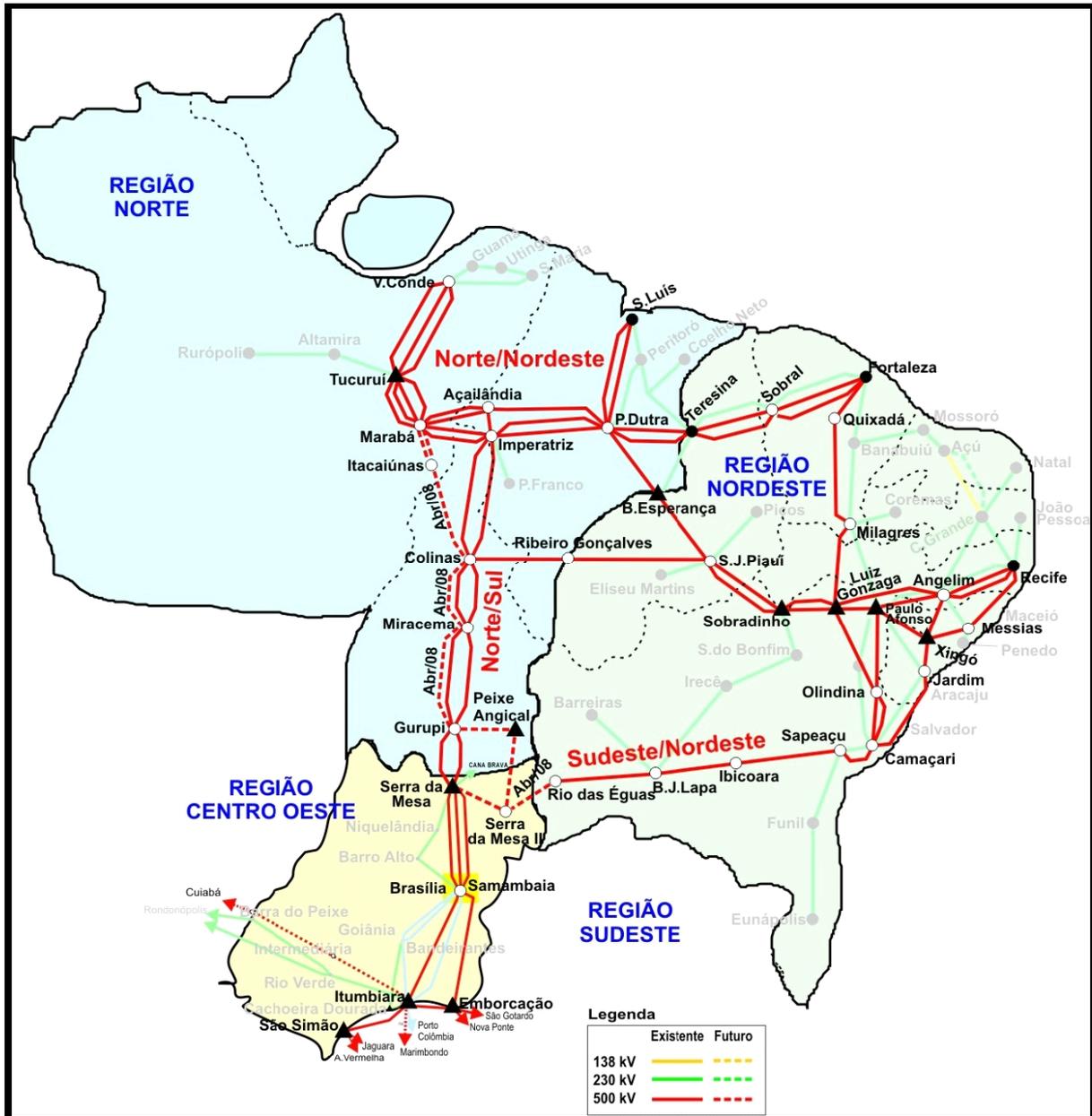


Figura 65 – Interligação Norte-Sul/Norte-Nordeste/Sudeste-Nordeste.

Na Figura 66 são destacados os principais pontos de medição que foram considerados para o cálculo dos intercâmbios de potência entre as regiões.

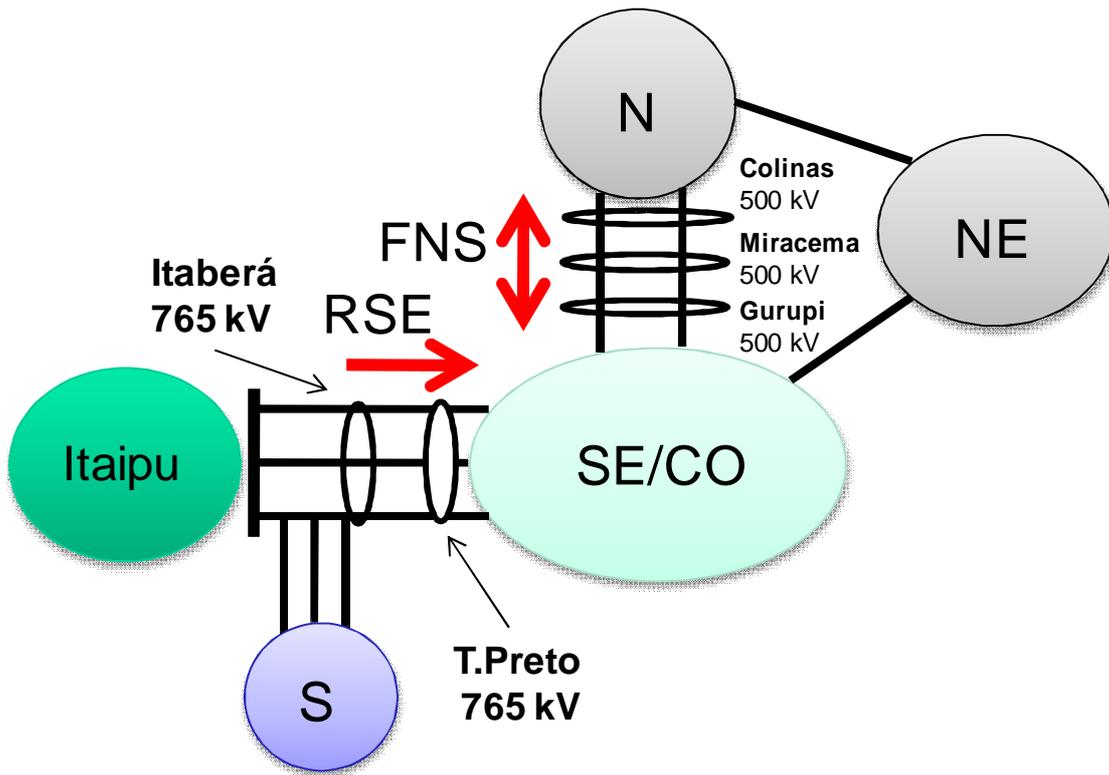


Figura 66 – Interligações entre as regiões Norte, Nordeste, Sudeste e Sul.

A Tabela 5 apresenta as definições das grandezas que melhor caracterizam o desempenho das interligações.

<b>Fluxo N → S (FNS)</b>	Somatório do fluxo de potência ativa nas seguintes instalações: <ul style="list-style-type: none"> <li>• LT 500 kV Gurupi – Serra da Mesa I C1 e C2;</li> <li>• LT 500 kV Peixe II – Serra da Mesa II</li> </ul> Com valor positivo para o fluxo que sai de Gurupi e de Peixe II.
<b>FSE</b>	Somatório do fluxo de potência ativa nas LT 765 kV Ivaiporã - Itaberá C1, C2 e C3

Tabela 5 – Descrição dos fluxos e intercâmbios considerados.

### VIII.3.1 Simulações e Análises

Visando demonstrar a redução nas transferências de energia, acarretadas pelas limitações impostas aos fluxos nas interligações entre os sistemas Norte/Sudeste e o fluxo no tronco de 765 kV, necessárias para garantir a continuidade do atendimento na condição de contingências de dois circuitos entre as subestações de Itaberá e Tijuco Preto 765 kV, foi simulada a situação limite na qual o sistema suporta sem colapso, porém com restrições nas transferências de potência entre os sistemas.

Em seguida a situação em que é utilizado o B2B-VSC, interligando os sistemas Norte-Sudeste, desacoplando os distúrbios entre áreas.

Nas duas simulações, foram quantificadas as reduções/aumento das transferências de potência entre os sistemas Norte e Sudeste.

A Tabela 6 resume os casos simulados, indicando os eventos aplicados.

Tabela 6 – Descrição dos casos simulados.

Caso	Descrição	Valor da redução /elevação da transferência de potência	Geração em Itaipu 60 Hz	RSE	FNS	Eventos
				(MW)		
1	Caso em que o sistema entra em colapso. Sem PPS entre	Sem limite	5600	5380	2165	Curto monofásico em 0,20 s em Tijuco Preto 765 kV

	Miracema-Colinas (ilhamento entre os sistemas Norte-Sudeste)					Abertura de dois circuitos em 0,28 s entre Tijuco Preto / Itaberá 765 kV.
						Corte de Geração de 4 máquinas = 2800 MW, em 0,48 s em Itaipu 60 Hz, evitando sobrecarga no circuito remanescente.
2	Caso em que as transferências de potência entre os sistemas Norte-Sudeste são limitadas, evitando o colapso. Com a PPS entre	Redução de 575 MW no tronco de transmissão chegando a 1600 MW	5600	5380	1600	Curto monofásico em 0,20 s em Tijuco Preto 765 kV
						Abertura de dois circuitos em 0,28 s entre Tijuco Preto / Itaberá 765 kV

	Miracema-Colinas atuando (ilhamento entre os sistemas Norte-Sudeste)					Corte de Geração de 4 máquinas = 2800 MW, em 0,48 s em Itaipu 60 Hz, evitando sobrecarga no circuito remanescente.
3	Caso utilizando o B2B VSC, e transferência limitada a capacidade dos equipamentos	Elevação de 1400 MW, se aproximando do limite térmico do tronco de transmissão	5600	5380	3000	Curto monofásico em 0,20 s em Tijuco Preto 765 kV
						Abertura de dois circuitos em 0,28 s entre Tijuco Preto / Itaberá 765 kV.
						Corte de Geração de 4 máquinas = 2800 MW, em 0,48 s em Itaipu 60 Hz, evitando sobrecarga no circuito remanescente

Os resultados para o caso 1 estão mostrados nas Figuras de 67 a 71. Este caso comprova que pela grande interatividade entre áreas, quando o sistema sudeste sofre um déficit de geração, todas as máquinas do sistema respondem com uma aceleração, assim como aquelas que fazem parte do sistema norte. Quando as máquinas do sistema norte respondem ao déficit de geração do sistema sudeste,

aumentam o fluxo na interligação Norte-Sul em cerca de 500 MW, desencadeando um processo de instabilidade com afundamento da tensão no sistema como um todo que resulta em colapso. O afundamento de tensão é mais acentuado nas subestações que fazem parte da interligação dos sistemas Norte e Sudeste indicando a necessidade da limitação dos intercâmbios de potência nessa interligação para garantir que os sistemas permaneçam em sincronismo.

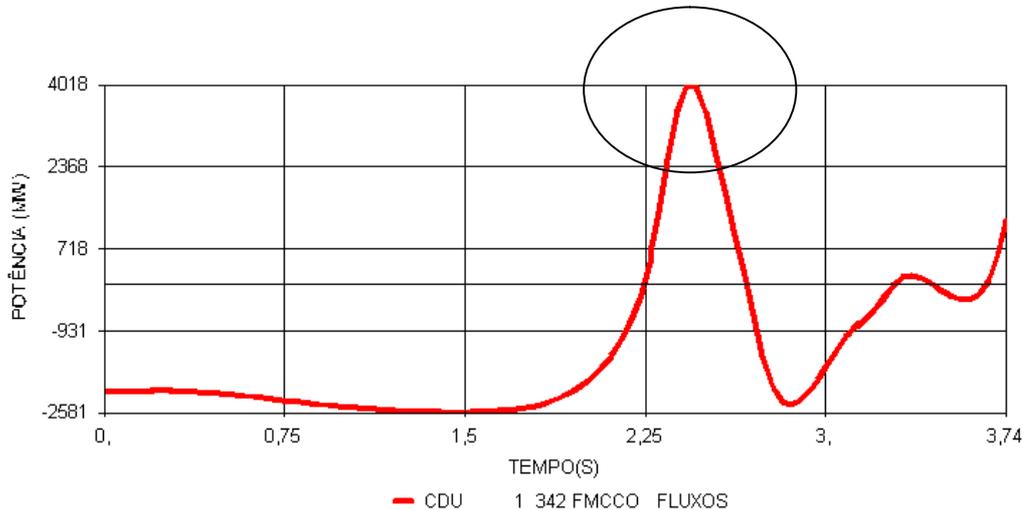


Figura 67 – Fluxo na interligação Norte-Sul.

A Figura 67 mostra o fluxo de potência na interligação Norte-Sudeste evidenciando o momento em que ocorre a sobreaceleração das máquinas do subsistema Norte.

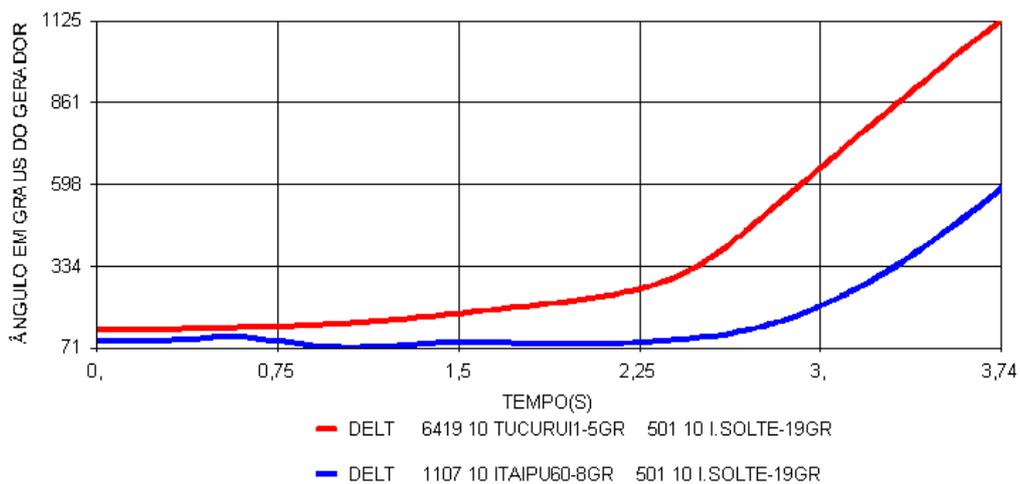


Figura 68 – Ângulos dos geradores em relação à referência Ilha Solteira.

A Figura 68 mostra a variação dos ângulos das maiores máquinas dos subsistemas Norte e Sudeste em relação à maior máquina do sistema, Ilha Solteira, evidenciando a perda do sincronismo.

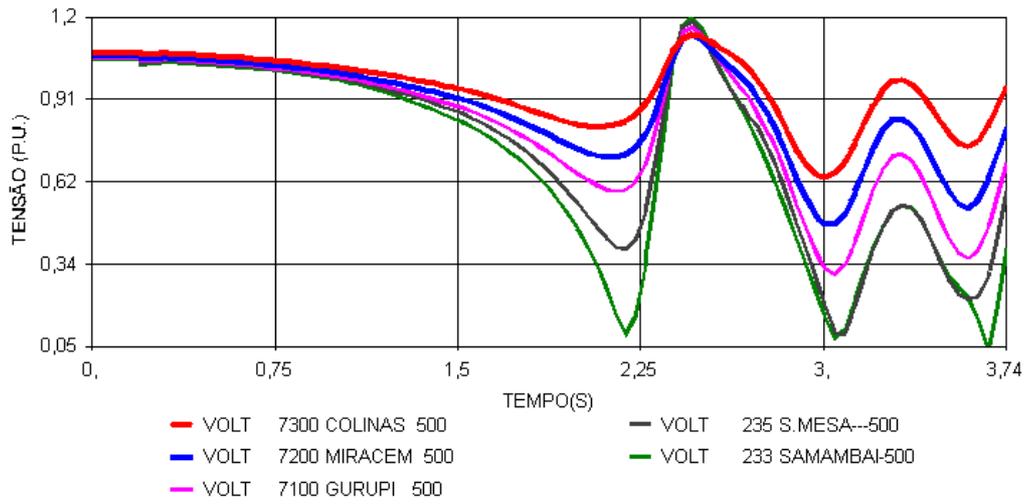


Figura 69 – Tensões nas subestações do sistema Norte

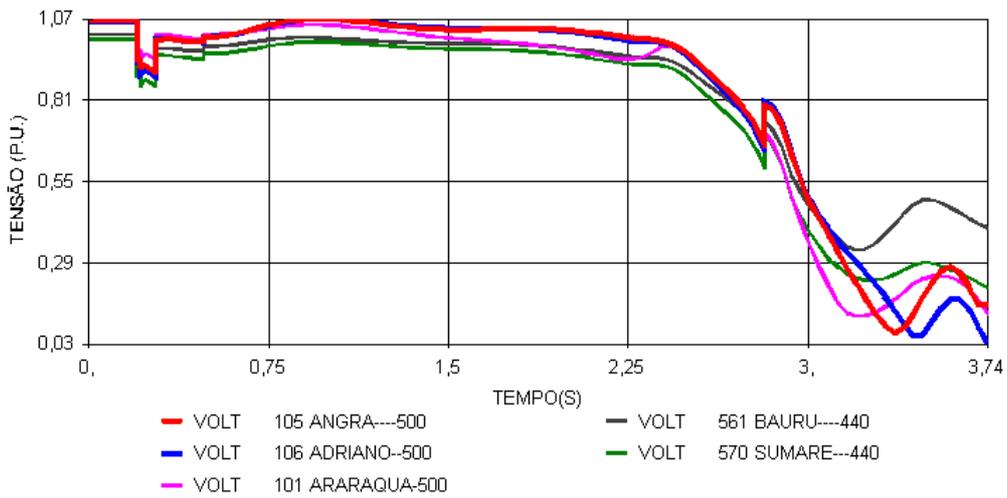


Figura 70 – Tensões nas subestações do sistema Sudeste.

As Figuras 69 e 70 mostram o colapso das tensões nas subestações nos subsistemas Norte e Sudeste, evidenciando a perda do sincronismo.

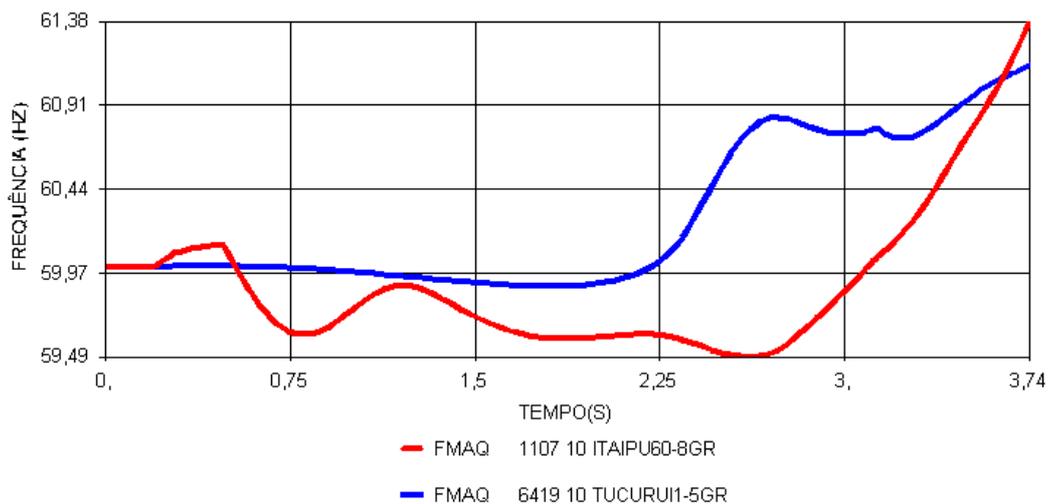


Figura 71 – Frequência dos geradores.

A Figura 71 mostra as frequências nas maiores máquinas dos subsistemas Norte e Sudeste, evidenciando a perda do sincronismo.

Pode-se comprovar no caso 2, Figura 72 a 76, que para o sistema não entrar em colapso, considerando a perda dupla entre as subestações de Itaberá e Tijuco Preto, deve ser necessária a atuação da PPS (Proteção para Perda de Sincronismo) entre Miracema Colinas. A atuação da PPS procede a abertura da interligação entre os sistemas Norte e Sudeste separando-os em ilhas, com o objetivo de garantir a continuidade do atendimento livrando o sistema do colapso. Cabe registrar que pelo déficit de potência devido ao corte de geração em Itaipu 60Hz e adicionalmente a perda da potência devido a abertura da interligação Norte-Sudeste, poderá ocorrer corte controlado de carga, pela atuação do 1º estágio do Esquema Regional de Alívio de Carga (ERAC).

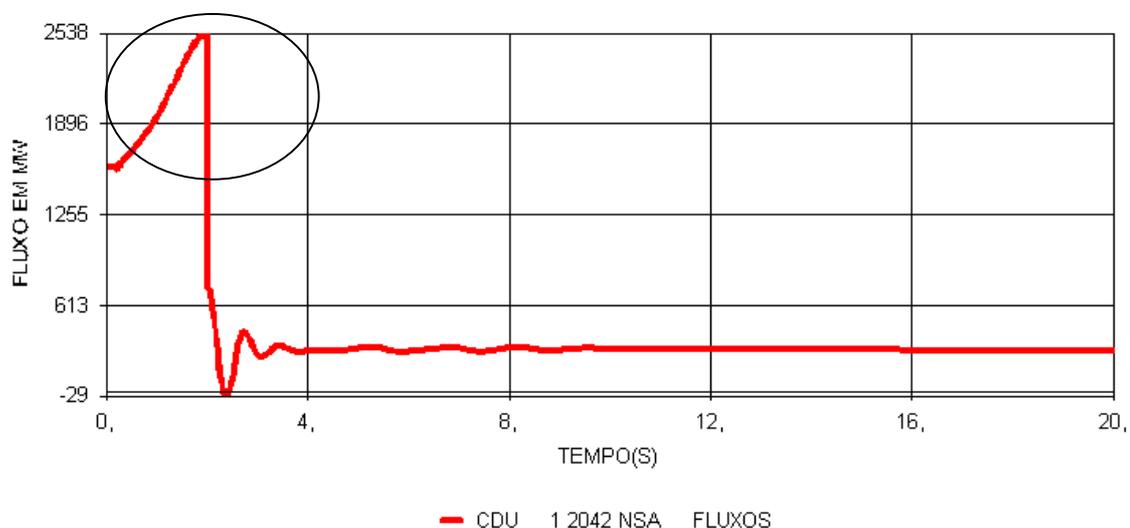


Figura 72 – Fluxo na interligação Norte-Sul.

A Figura 72 mostra o fluxo de potência na interligação Norte-Sudeste evidenciando o momento em que ocorre a abertura da interligação entre os subsistemas Norte e Sudeste.

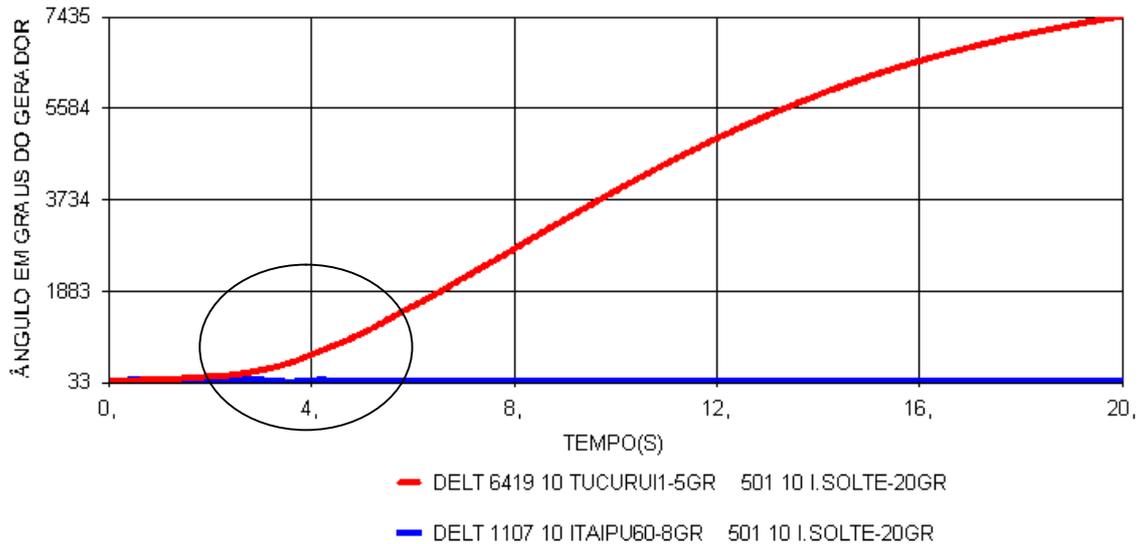


Figura 73 – Ângulos dos geradores em relação à referência Ilha Solteira.

A Figura 73 mostra o momento em que os subsistemas Norte e Sudeste passam a operar desconectados. Os ângulos das máquinas dos subsistemas Norte e Sudeste em relação a Ilha Solteira, tem valores distintos.

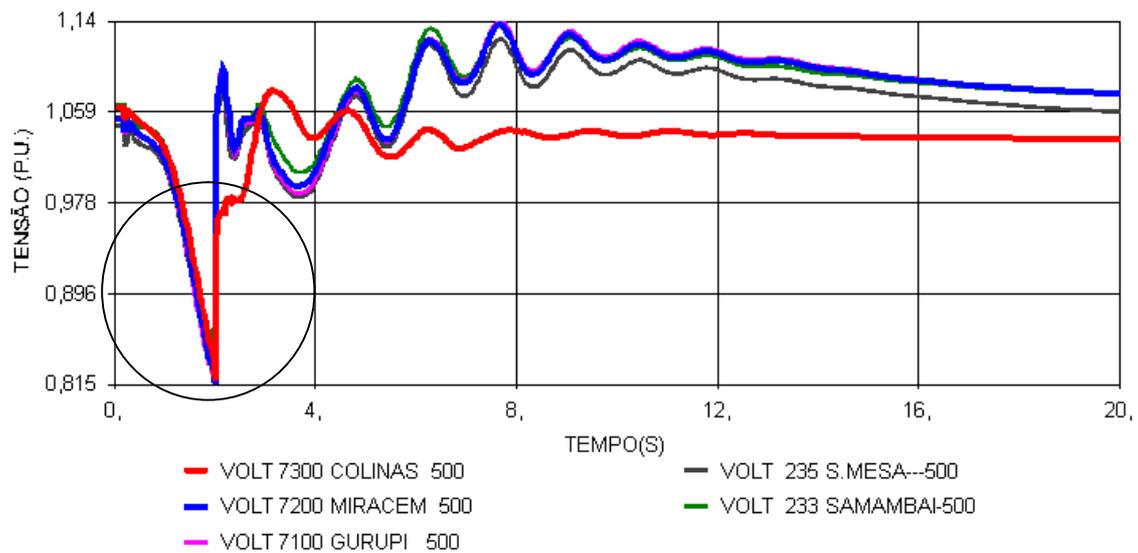


Figura 74 – Tensões nas subestações do sistema Norte.

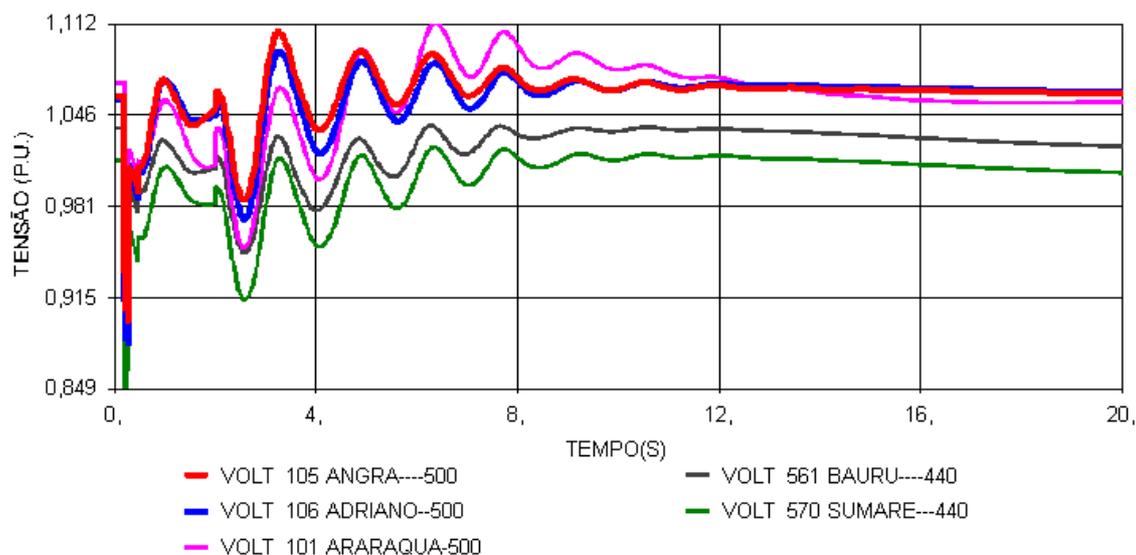


Figura 75 – Tensões nas subestações do sistema Sudeste.

As Figuras 74 e 75 mostram o momento em que a interligação dos subsistemas Norte e Sudeste se desconecta, livrando o sistema do colapso de tensão. Pode-se perceber que as tensões estavam se encaminhando para um colapso, chegando a valores limites de 0,81 p.u. no subsistema Norte e 0,849 p.u. no subsistema Sudeste

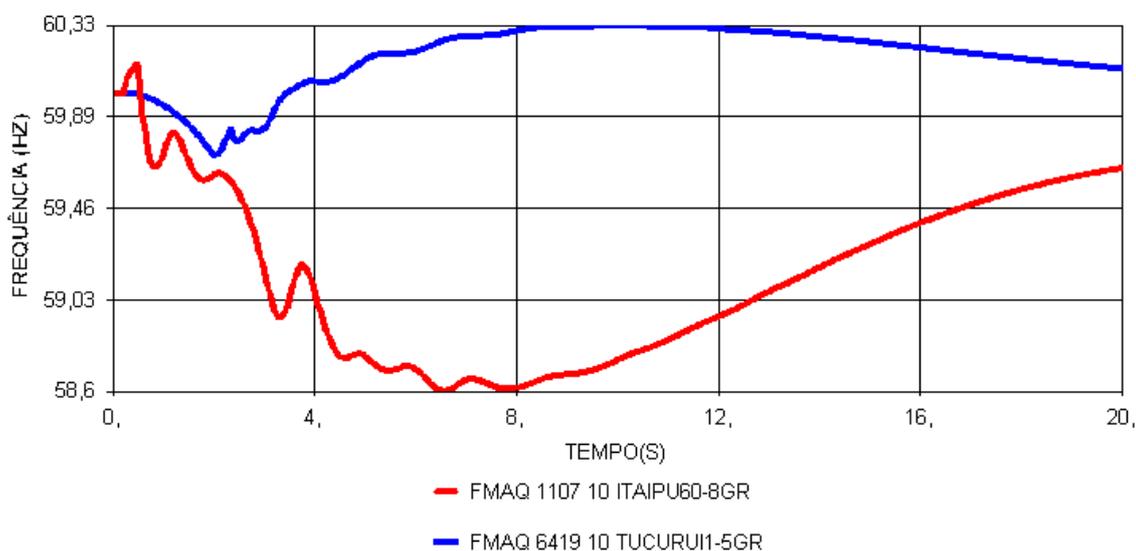


Figura 76 – Frequência dos geradores.

A Figura 76 mostra o momento em que os subsistemas Norte e Sudeste passam a operar desconectados. A frequência das máquinas dos subsistemas Norte e Sudeste tem valores distintos, pois estão operando de forma independente.

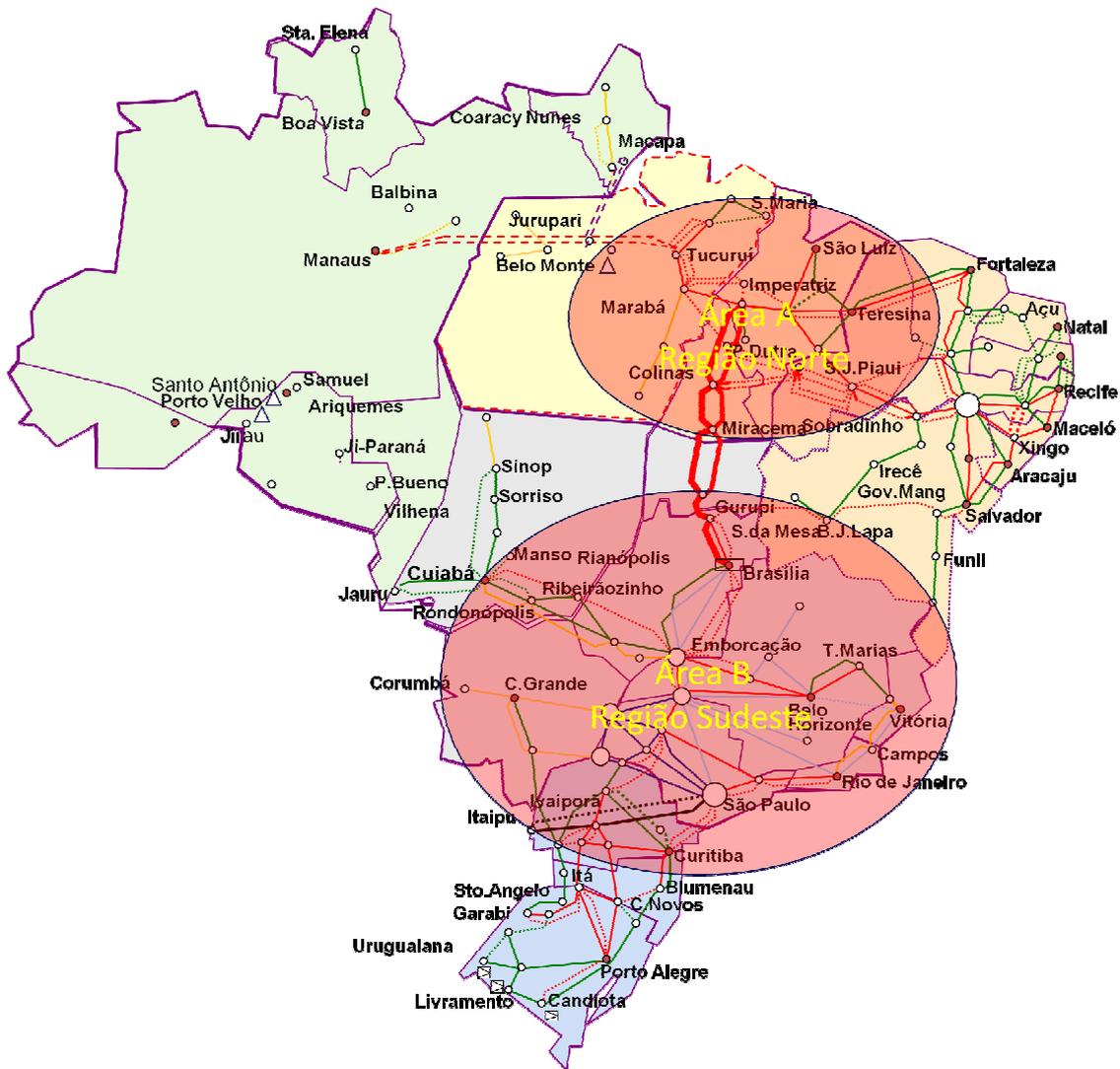


Figura 77 – Sistema separado em áreas assíncronas.

De forma a ilustrar os subsistemas divididos em áreas assíncronas, a Figura 77 mostra a separação do sistema em duas áreas, A e B.

No caso 3 foram simulados os mesmos eventos dos casos 1 e 2 de forma a mostrar o emprego do B2B VSC na SE Miracema 500 kV.

Neste caso há redução do acoplamento dinâmico entre os sistemas o que permite ampliar as transferências de potência entre as regiões Norte e Sudeste, sem que ocorra a separação dos sistemas quando de contingências duplas do tronco de 765 kV. O limite de transferência utilizado corresponde a capacidade máxima das instalações que compõe a interligação (~ 3.000MW).

A utilização do B2B-VSC foi feita conforme mostra a Figura 78:

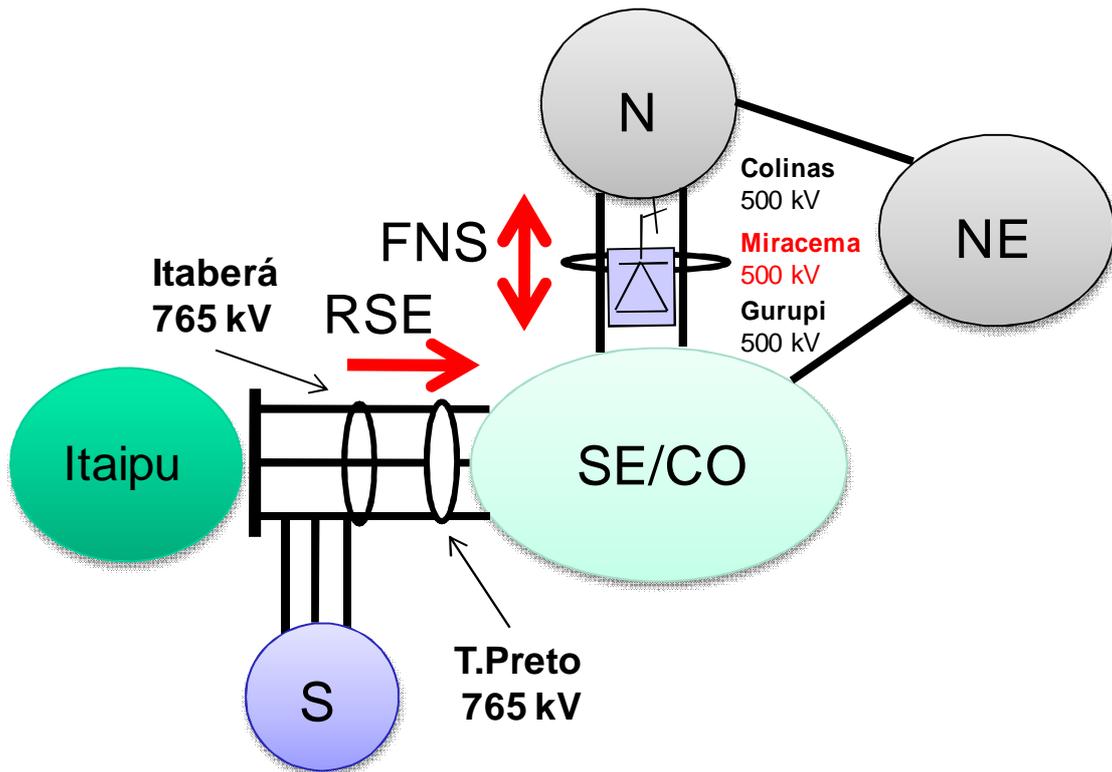


Figura 78 – Sistema Sudeste e Norte com B2B-VSC.

Vale ressaltar que a interligação SE-NE do Brasil permaneceu no sistema interligando as regiões.

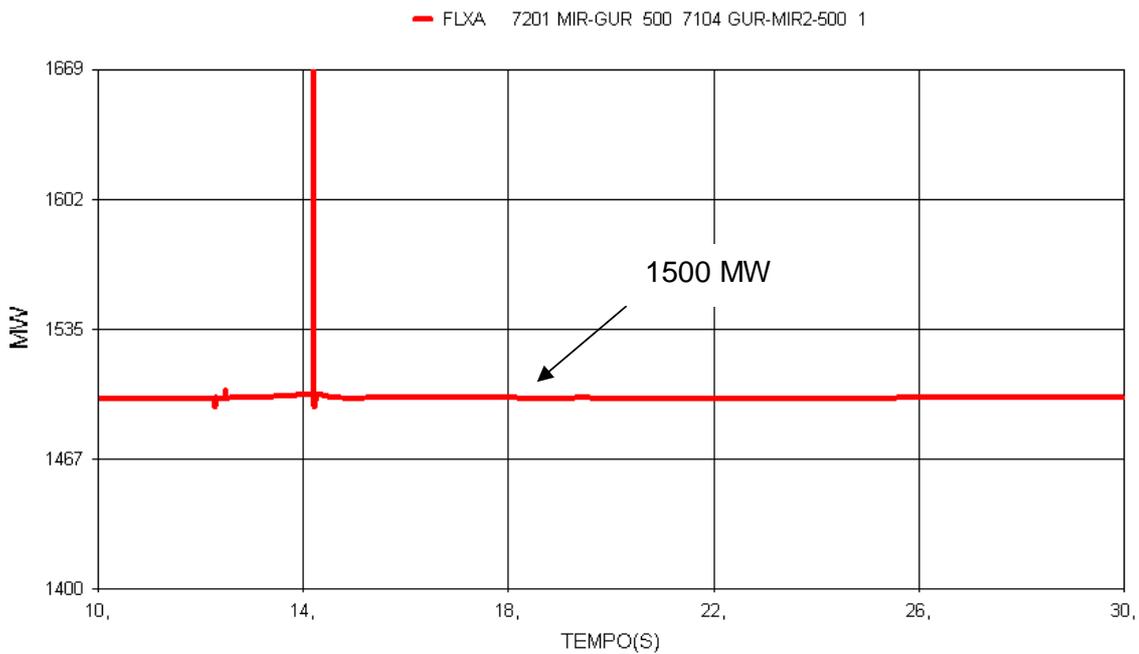


Figura 79 – Fluxo de potência ativa em cada circuito da interligação Norte-Sudeste.

A Figura 79 mostra o valor constante na interligação dos subsistemas Norte e Sudeste, pois neste caso o B2B-VSC opera de forma a manter constante o fluxo de potência ativa na interligação.

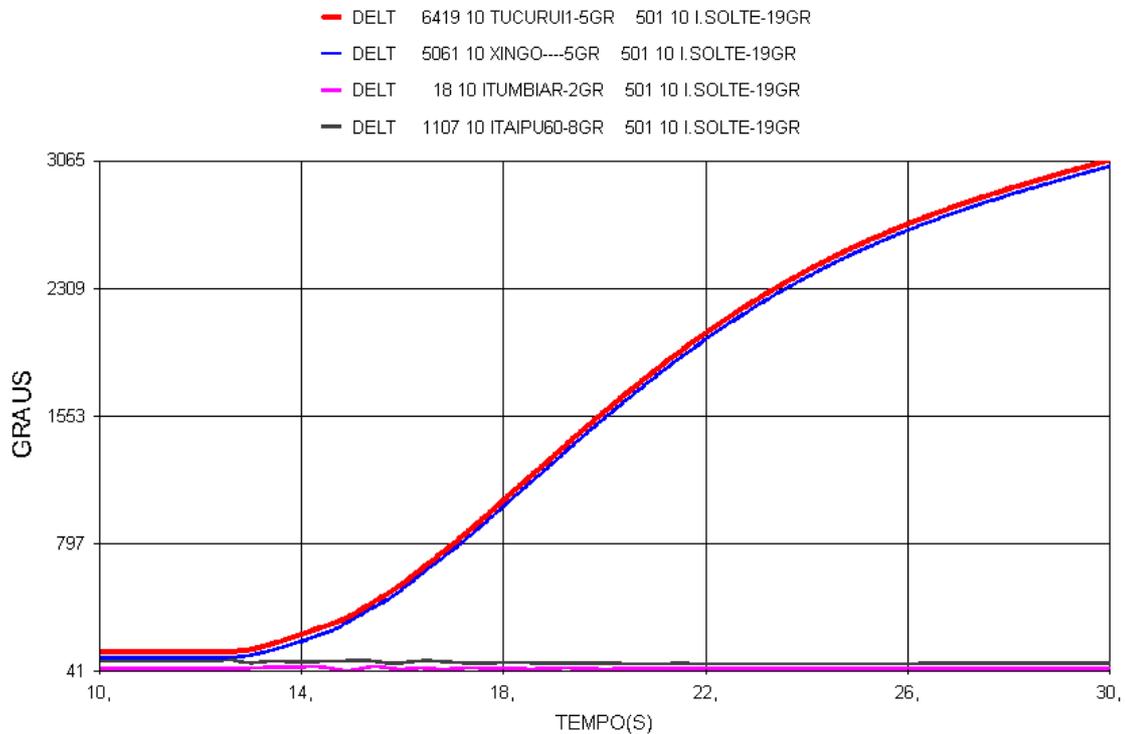


Figura 80 – Ângulo dos geradores dos sistemas Norte e Sudeste.

A Figura 80 mostra a variação angular das máquinas do subsistema Norte em relação a Ilha Solteira. Essa variação indica aceleração instantânea das máquinas de forma a combater o déficit de potência no subsistema Sudeste, pois o B2B-VSC atua de forma a manter a potência ativa constante na interligação dos dois subsistemas.

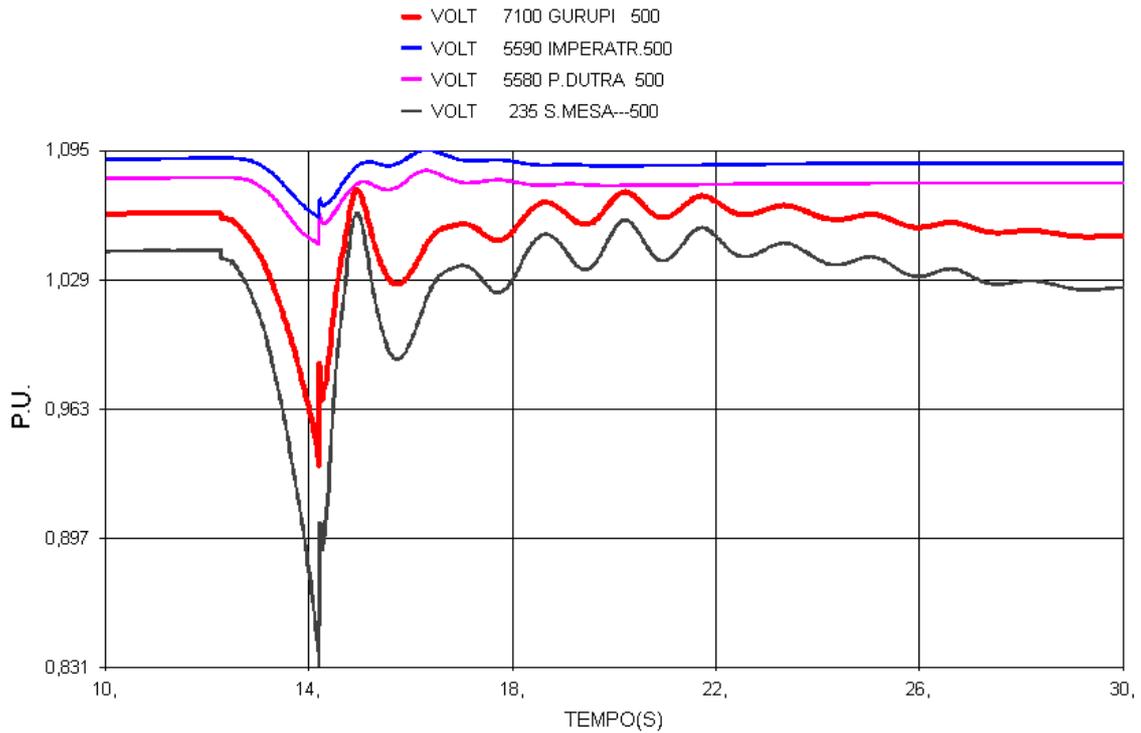


Figura 81 – Tensões nas subestações do sistema Norte.

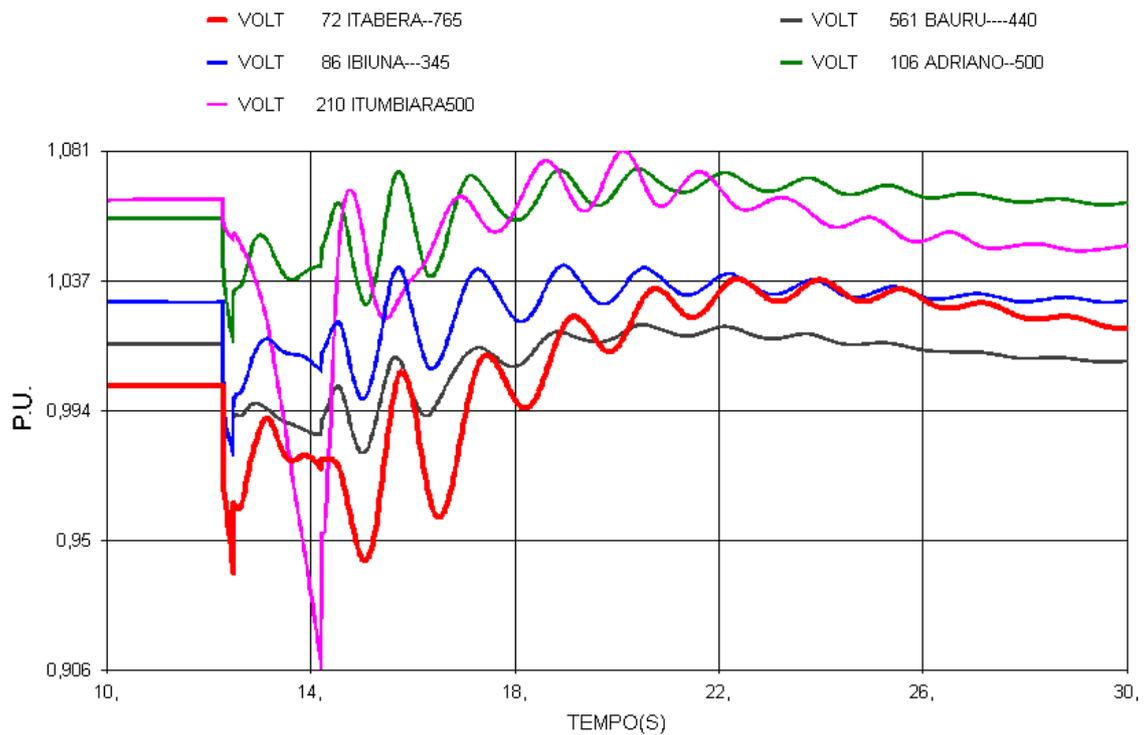


Figura 82 – Tensões nas subestações do sistema Sudeste.

As Figuras 81 e 82 mostram o momento em que a subestações atingem valores limites de colapso, no momento em que o B2B-VSC funciona de forma a entregar a potência reativa necessária, livrando o sistema do colapso de tensão.

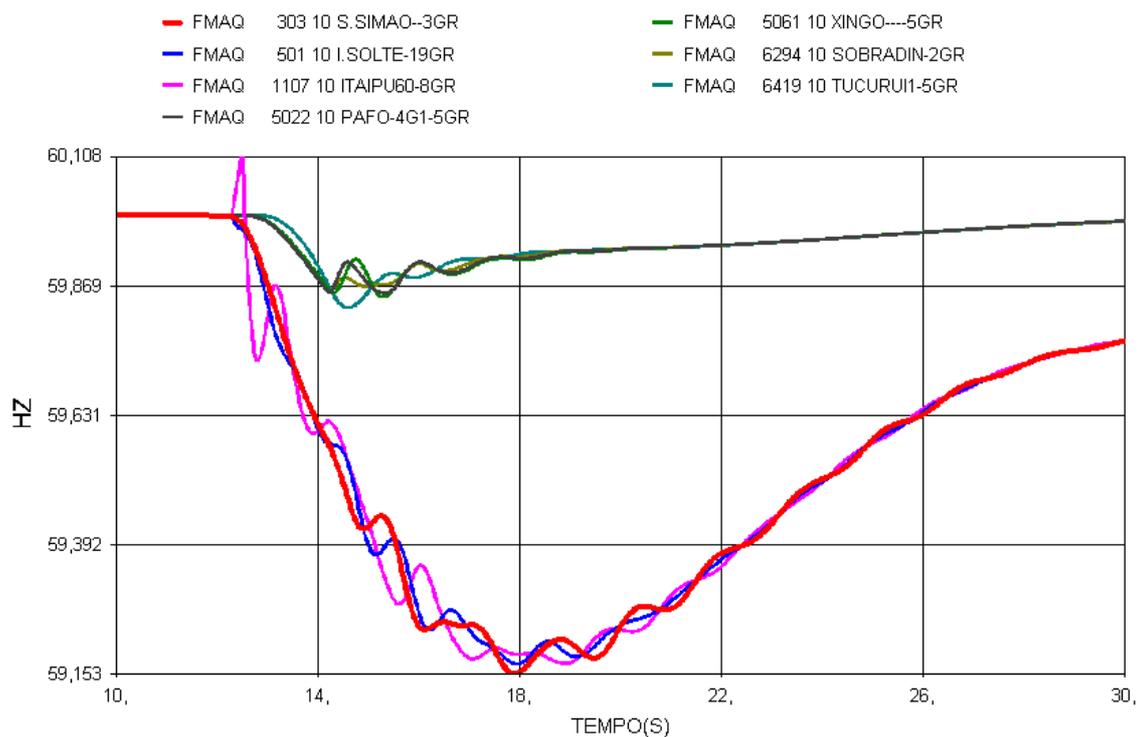


Figura 83 – Frequência dos geradores dos sistemas Sudeste e Norte.

A Figura 83 mostra o desacoplamento entre os subsistemas Norte e Sudeste, pois neste caso o B2B-VSC funciona de forma a separar os dois subsistemas em ilhas assíncronas

O ganho do limite de transmissão foi calculado em relação ao caso 2 onde a interligação sofre limitação, e atingiu o valor de 1.400 MW, se aproximando do limite térmico de transmissão que é cerca de 3.000 MW

# Capítulo IX

## Custos e Benefícios

### IX.1 Introdução

Ao considerarmos as alternativas de transmissão a longa distância existentes, uma diversidade de fatores deve ser levada em conta. A análise de custos versus benefícios, até se chegar a uma conclusão final, combina uma série de fatores técnicos, econômicos, sociais, ambientais e peculiaridades de cada rede de transmissão que algumas vezes são difíceis de serem claramente quantificados, acabando às vezes por serem descartados e esquecidos, em detrimento de soluções convencionais já de uso corrente. A aplicação de transmissão em CA segmentada está vinculada à transmissão de grandes blocos de potência ( $\geq 2000$  MW) a longas distâncias ( $\geq 1000$  km). Este tipo de transmissão possibilita a sua inserção regional ao longo do trajeto, favorecendo a vascularização efetiva da rede e a integração de futuras ampliações do sistema de transmissão. Outra característica da transmissão em CA segmentada é a de possibilitar a interconexão de um número arbitrário de linhas de CA, em cada extremidade do dispositivo interconector (B2B-VSC). Pode-se assim contornar o problema de criar pontos de recebimento “fortes” na rede. Estes pontos são caracterizados por “fatores de proximidade” altos, favoráveis ao desenvolvimento de processos em cascata. Tais considerações servem de alerta para maior cuidado no caso de comparações técnicas e econômicas deste tipo de transmissão com outras dotadas de características técnicas diferentes.

Nesta comparação de custos procurou-se salientar os benefícios e vantagens da transmissão a longa distância segmentada por um B2B-VSC nas interligações de sistemas de grande porte mostrando os ganhos de flexibilidade nas transferências de potência e os ganhos energéticos das regiões em comparação a interligações convencionais CA existentes e futuras que envolvem não somente a quantificação do empreendimento em si, mas o impacto na ampliação e troca de equipamentos previamente existentes.

Se for possível quantificar a prevenção dos distúrbios, que podem levar um sistema a um “Black-Out”, e que um B2B-VSC pode evitar, chegaremos a conclusão que deste ponto de vista o investimento e a instalação é insignificante em relação ao custo de um “Black-Out” para o país.

Outro aspecto que deve ser levado em consideração é a grande atratividade técnica. Quanto maior a sua aplicabilidade, um número maior de fabricantes se interessará pela fabricação, acirrando a competitividade, levando a queda dos preços de fabricação e venda.

## IX.2 Custo da Transmissão em C.A. Segmentada

### IX.2.1 Custo dos Interconectores

Tratando-se de equipamentos conectados em B2B, o custo e o desempenho do dispositivo dependem do tipo de conversor empregado (CCC, VSC e etc.). As aplicações da transmissão em C.A. segmentada desenvolvidas neste trabalho se restringiram ao emprego de conversores VSC, razão pela qual limitou-se ao exame de custos destes equipamentos.

Apresentam-se a seguir informações sobre conversores VSC de potência [25], disponíveis no mercado e utilizados no presente trabalho buscando deste modo caracterizar a disponibilidade comercial deste equipamento.

Tabela 7 – Tipos de conversores VSC

80 kV modules			150 kV modules			300 kV modules		
Converter	DC current	Sending power	Converter	DC current	Sending power	Converter	DC current	Sending power
Type	A	MW	Type	A	MW	Type	A	MW
M1	627	102.0	M4	627	191.3	M7	627	382.6
M2	1233	200.5	M5	1233	376.0	M8	1233	752.1
M3	1881	306.1	M6	1881	573.9	M9	1881	1147.9

Não obstante tratar-se de um equipamento “de prateleira” encontrou-se muita relutância da parte dos representantes comerciais em fornecer custos e rendimentos dos equipamentos constantes de catálogo, o que levou a uma consulta direta aos fabricantes. Obteve-se assim uma cotação que apresentou um custo de

US\$ 240 por kW, superior ao custo de US\$ 106 por kW adotado nos Estudos da EPE para conversores convencionais B2B (Alternativa CC) [26].

Apresentam-se a seguir informações obtidas diretamente do fabricante para uma estação conversora de 500 MW.

Dados da Estação Conversora B2B-VSC [27]:

- Potência – 500 MW HVDC Light® + / - 150 kV (Mod 6)
- Dimensões da subestação, incluindo transformadores e equipamento de refrigeração: 50 x 120 metros.

Custo: US\$ 120 milhões por conversor (outubro de 2007).

Participação de cada equipamento nos custos:

- Válvulas conversoras 30%;
- Transformadores 20%;
- Proteção e controle 10%;
- Obras civis e montagem 20%;
- Outros equipamentos elétricos 20%.

### ***IX.2.2 Estimativa de custo para a transmissão em CA segmentada adotada no Exercício - Integração da usina de Santo Antônio a Coxipó (Cuiabá)***

Trata-se aqui de completar o caso examinado anteriormente, com uma indicação dos custos da transmissão segmentada. A avaliação foi realizada com base nos custos de equipamentos e linhas empregados pela EPE [26], e nas avaliações de fabricantes / projetistas e construtores de linhas.

Neste trabalho considerou-se:

- Duas LTs em 500 kV, com 1.275 km cada uma, entre Santo Antônio – Coxipó, cabo Rail 6x954 MCM, compacta (R\$ 730 mil/ km)

- Cinco SEs em 500 kV – Santo Antônio, JiParaná, Vilhena, Jaurú e Coxipó. A Figura 84 apresenta o diagrama unifilar da subestação de Jaurú 500 kV que foi usado como exemplo para identificar as configurações dos equipamentos.
- Os diagramas unifilares das demais subestações apresentam pequenas diferenças no que refere ao número de reatores de barra manobráveis.

Na Tabela 8, por simplicidade, não foram incluídas as conexões em 230 kV com a CEMAT.

Os custos totais por subestação indicados a seguir, incluem a compensação estática de  $\pm 700$  MVars por Subestação (US\$ 78 por kVA) e a interligação com a CEMAT (44,14 milhões de dólares).

Tabela 8 – Custos totais das subestações de 500 kV em Reais

<b>SEs 500 kV</b>	<b>Custo Estimado (R\$)</b>
S.Antonio	141.400.000,00
JiParaná	335.860.000,00
Vilhena	335.860.000,00
Jaurú	351.000.000,00
Coxipó	141.400.000,00
<b>Total</b>	<b>1.305.520.000,00</b>

Ao custo anteriormente indicado, devem-se adicionar os custos das linhas e dos conversores B2B-VSC na subestação de Coxipó:

Custo de 2x1275 km de linha em 500 kV R\$ 1.861.500.000,00

Custo dos conversores B2B-VSC (6 x 500 MW) R\$ 1.296.000.000,00

Chega-se assim um custo total de **R\$ 4.463.020.000,00** para a integração da geração de S.Antônio desde Porto Velho até Coxipó.

Convém ressaltar que no custo total estão incluídos os custos dos conversores B2B-VSC em Coxipó, de segmentação e interconexão ao sistema de transmissão para o Sudeste.

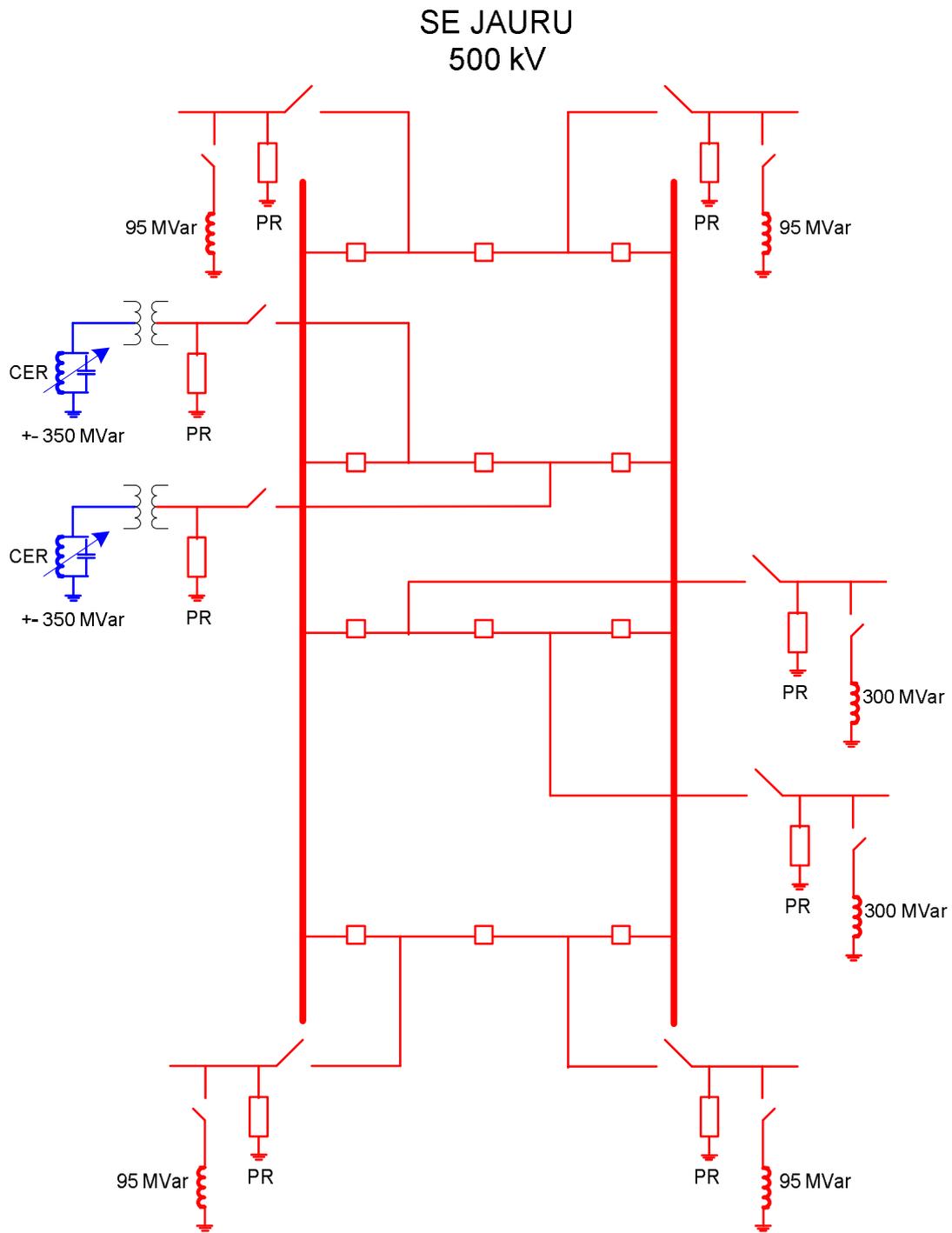


Figura 84 – Diagrama unifilar da subestação de Jauru 500 kV

### ***IX.2.3 Estimativa de custo para a transmissão em CA segmentada adotada no Exercício - Integração do B2B-VSC na interligação Norte/Sul.***

Neste item são avaliados os custos da transmissão segmentada quando aplicada em um sistema existente. A avaliação foi realizada com base nos custos de equipamentos e linhas empregados pela EPE [26], e nas avaliações de fabricantes/projetistas e construtores de linhas.

Custo dos conversores B2B-VSC (6 x 500 MW) – R\$ 1.296.000.000,00, mais os custos da adaptação da subestação de Miracema 500 kV – R\$ 50.000.000,00, que aproximadamente somam um total de 1,35 bilhões de reais.

Conforme anteriormente apresentado, a inserção do B2B-VSC na subestação de Miracema 500 kV proporcionou um aumento nos limites de transferência da região Norte para a região Sudeste/Centro-Oeste de 1.400 MW.

Para a avaliação econômica desse benefício foi utilizado o programa de otimização energética NEWAVE, que é o programa computacional oficial utilizado pela EPE e ONS no Planejamento da Expansão e Planejamento da Operação do Sistema Interligado Nacional – SIN, respectivamente.

Foi considerado na simulação um período de 5 anos, tendo como ponto de partida as condições hidroenergéticas do mês de fevereiro de 2008. A partir dessas considerações foram avaliados os efeitos da elevação do limite de transmissão no custo total de operação esperado, que considera os custos de operação das usinas térmicas do sistema, bem como os custos dos déficits de energia.

A análise dos resultados indica que o valor presente do custo total de operação da alternativa que considera a operação com B2B-VSC, com relação à configuração sem o B2B-VSC, é inferior em cerca de R\$ 4,2 bilhões, ou seja, praticamente o triplo dos custos totais de instalação do B2B-VSC. Fica evidenciada a vantagem econômica da inserção do B2B-VSC no SIN destacando-se que não foram considerados nessa avaliação os custos evitados de interrupção no SIN devido a uma grande perturbação, que como já discutido anteriormente fica mais vulnerável sem a utilização do B2B-VSC.

Outra forma, mais simplificada, de se avaliar a atratividade do ponto de vista econômico da implantação do B2B-VSC, consiste em comparar os custos do B2B-VSC com o custo evitado de geração térmica.

Para tal consideremos a repetição de situação similar a recentemente observada no 1º trimestre de 2008, quando ocorreu atraso no início do período úmido tendo sido necessário o despacho na base de um montante significativo de geração térmica na Região SE/CO. Destaca-se que o tronco de transmissão de interligação entre as regiões Norte e SE/CO estava sendo explorado em seu limite máximo.

Ao levar em conta que o custo médio de operação das usinas térmicas a óleo é da ordem de R\$ 500,00/MWh e a operação na base, de cerca de 1.000 MW, representa um dispêndio com combustível da ordem de R\$ 1,0 bilhão/mês e ainda que com a aplicação do B2B-VSC são ampliados os limites de transmissão (de 1.400 MW), seria possível efetivar a transferência dos 1000 MW em todos os períodos de carga e evitar os dispêndios com a geração térmica.

Portanto, os custos de instalação do B2B-VSC seriam plenamente ressarcidos com o custo evitado de operação com as usinas térmicas em apenas 2 meses, da onde se pode concluir a grande atratividade dessa solução.

# Capítulo X

## Conclusões e Trabalhos Futuros

Este trabalho procurou mostrar uma nova alternativa a transmissão a longas distâncias, baseado na segmentação por dispositivos de eletrônica de potência B2B-VSC.

### Principais Contribuições:

Foi mostrado através de simulações e resultados que hoje os órgãos responsáveis pelo planejamento da expansão da transmissão e os investidores interessados na concessão de novos empreendimentos, podem considerar a alternativa analisada, como uma possibilidade real de transmissão de energia a longas distâncias, pois além de proporcionar a flexibilidade operativa de controle da potência ativa e reativa, a regionalização dos distúrbios, a inserção regional ao longo do corredor de transmissão, concorrem de forma competitiva em relação a custos de investimento, quando comparada a alternativas convencionais de transmissão que integram plantas geradoras distantes dos centros de carga.

A idéia de utilizar o B2B-VSC para segmentar a transmissão em CA como forma de elevar os limites de transmissão de potência, atenuando (por ação de controle de tensão) as restrições impostas pelas quedas de tensão ao longo de linhas de comprimentos elevados e eliminando as restrições operativas devidas ao desempenho dinâmico (ligação assíncrona com o extremo receptor distante), surge como alternativa viável.

### Trabalhos Futuros:

1. Desenvolvimento analítico das relações pertinentes a transmissão segmentada e a compensação shunt.
2. Desenvolvimento da modelagem de controles e sinais adicionais para o B2B-VSC, de forma a ser implementado no programa ANATEM (CEPEL).
3. De forma a dar continuidade as avaliações de novas alternativas de transmissão a longas distâncias, pode-se indicar a expansão do sistema elétrico na Amazônia, especialmente a conexão dos aproveitamentos do Xingu, utilizando o B2B-VSC, seja por cabos submarinos, tendo em vista as grandes distâncias entre margens, seja por linhas aéreas comuns, aproveitando em ambas as vantagens da segmentação.

# Referências Bibliográficas

- [1]. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE. Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE 2007-2016, Dezembro de 2007
- [2]. KIMBARK, EDWARD, WILSON. Direct Current Transmission Volume 1, 1971, John Wiley & Sons, Inc.
- [3]. ARRILAGA, J, LIU, Y, H, WATSON, N, R. Flexible Power Transmission, The HVDC Option, 2007, John Wiley & Sons, Inc.
- [4]. OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. <http://www.ons.org.br>. 10/02/2008 14:00 h.
- [5]. KUNDUR, PRABHA. Power System Stability and Control, 1994, McGraw-Hill Inc.
- [6]. DUNLOP, R. D. GUTMAN ,R, MARCHENKO P. Analytical Development of Loadability Characteristics for EHV and UHV Transmission Lines. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol.PAS-98, No.2 Março /Abril 1979
- [7]. HINGORANI, N.G., “Flexible AC Transmission Systems (FACTS) – Overview”, In: Proceedings of the IEEE PES Winter Meeting, Atlanta, USA, Fevereiro de 1990.
- [8]. HINGORANI, N.G., GYUGYI, L., Understanding FACTS- Concepts and Technology of Flexible AC Transmission Systems, 1 ed., New York, IEEE Press, 1999.
- [9]. WATANABE, EDSON H, BARBOSA, PEDRO G, ALMEIDA, KATIA C, TARANTO, GLAUCO N. Tecnologia FACTS – Tutorial, SBA Controle & Automação Vol. 9 no. 1 / Jan., Fev., Mar. e Abril de 1998.
- [10]. HINGORANI, N.G. “Power Electronics In Electric Utilities: Role of Power Electronics in Future Power Systems”. Proceedings of the IEEE Volume 76, Issue 4, Apr 1988 Page(s):481 – 482.
- [11]. MICHAEL P. BAHRMAN, JAN G. JOHANSSON, BO A. NILSSON. “Voltage Source Converter Transmission Technologies - The Right Fit For The Application”.

- [12]. RETZMANN, DIETMAR, UECKER, KARL. "Benefits of HVDC & FACTS for Sustainability and Security of Power Supply". IEEE, Conference and Exposition – PowerAfrica 2007. Julho de 2007.
- [13]. REED, GREGORY, PAPE, RONALD, TAKEDA, MASATOSHI. Advantages of Voltage Sourced Converter (VSC) Based Design Concepts for FACTS and HVDC-Link Applications.
- [14]. RANGEL, R. D. Modelagem de Equipamentos FACTS, baseados em Inversores de Tensão, para a Análise de Fluxo de Potência e Fenômenos Eletromecânicos. Tese de Doutorado, COPPE/UFRJ, Setembro de 2004.
- [15]. ASPLUND, G, ERIKSSON, K, JIANG, H., LINDBERG, J, PÅLSSON, R, SVENSSON, K. "DC Transmission based on Voltage Source Converters"; CIGRÉ Conferência em Paris, França, 1998.
- [16]. ASPLUND, G, ERIKSSON, K, SVENSSON, K. "DC Transmission based on Voltage Source Converters". CIGRÉ SC14 Colloquium in South Africa 1997.
- [17]. ASPLUND, G. "Application of HVDC Light to Power System". Session: Development and Application of Self-Commutated Converters in Power Systems. IEEE Winter Meeting, Singapore, January 2000.
- [18]. BAHRMAN, MICHAEL, ATY EDRIS, ABDEL, HALEY, RICH. "Asynchronous Back-to-Back HVDC Link with Voltage Source Converters". Apresentado na Minnesota Power Systems Conference, Novembro de 1999, USA.
- [19]. EDRIS, A., PETERSON, A., BAHRMAN, M. et al. "Emerging Application of Voltage Source Converter Technology in Back-to-Back Synchronous Tie". In: Proceedings of VII Symposium of Specialists in Electrical Operational and Expansion Planning, Paper IP-021, Curitiba, Brasil, Maio de 2000.
- [20]. JOHANSSON, STEFAN G, ASPLUND, GUNNAR, JANSSON, ERIK, RUDERVALL, ROBERTO. "Power System Stability Benefits with VSC DC-Transmission Systems". B4-204-CIGRÉ-Session 2004.
- [21]. RANGEL, R.D., Programa de Análise de Transitórios Eletromecânicos – ANATEM – Manual do Usuário – V10.01.00 – 12/07, Dezembro de 2007.
- [22]. ALVES, F.R.M., GUIMARÃES, C.H.C., PINTO, H.J.C.P. et al. Programa de Análise de Redes – ANAREDE - Manual do Usuário - V08-03/05, Março de 2005.
- [23]. OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. Procedimentos de Rede, <http://www.ons.org.br>, 10/02/2008 14:00 h.
- [24]. ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE- EPRI. VSC-Aided Segmentation of Large Systems Interconnections- The "Grid Shock Absorber" Concept , Março de 2006.

- [25]. ABB POWER SYSTEMS. [www.abb.com/cables](http://www.abb.com/cables), 20/02/2008 20:00 h.
- [26]. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. Relatório R1 Detalhamento das Alternativas – Estudos Relativos aos Grandes Aproveitamentos Hidrelétricos na Região Amazônica, Março de 2008.
- [27]. ABB POWER SYSTEMS. “Harku Station, Eastlink HVDC Light Transmission System”, 2006.
- [28]. ABB POWER SYSTEMS. “The Hellsjön Transmission”, Março de 1997.
- [29]. ABB POWER SYSTEMS. “Gotland HVDC Light Project”, Junho de 1999.
- [30]. ABB POWER SYSTEMS. “Eagle Pass Back-to-Back Light”, Junho de 2000.
- [31]. ABB. “It’s time to connect - Technical description of HVDC Light® technology”, Abril de 2005.

# Apêndice

## Aplicações Existentes no Mundo

### **AI.1 Hellsjön: a primeira transmissão em CC VSC**

A primeira transmissão em CC VSC [28] que foi testada no mundo foi um elo em 10 kV com a potência de 3 MW entre Hellsjon e Grangesberg na Suécia central no ano de 1997.

Esta transmissão normalmente serve como alimentação para a rede CA de Grangesberg ou para a parte isolada daquela rede. O sistema CC alimenta uma carga passiva sem outra fonte de potência. A transmissão em CC VSC controla sozinha o nível de tensão e a frequência.

Durante os primeiros anos uma série de testes foram realizados para verificar o conceito da transmissão CC com VSC e entre os testes as estações ficaram em operação 24 horas, como experiência. Hellsjon é também utilizado como laboratório para novos componentes e equipamentos.

## AI.2 Gotland

O impulso para novas formas de energia renovável, deu início a instalação de plantas eólicas numa ilha sueca no mar Báltico, Gotland do Sul [29]. A demanda crescente fez com que a capacidade instalada de em torno de 40 MW, necessitasse de maiores potências. O fato da demanda isolada e o suprimento por plantas eólicas, sujeitas a variações de potência, além da dependência de vento, levaram a interconexão através CC VSC.

No intuito de superar os problemas de qualidade de tensão em plantas eólicas assim como utilizar a transmissão subterrânea, o primeiro projeto comercial do mundo em CC VSC, foi construído.

Igualmente importante, foram experimentadas grandes dificuldades na aquisição de permissões para a construção de linhas de transmissão aéreas.

O elo de transmissão entre Gotland e a cidade de Visby tem a potência de 50 MW e foi colocado em operação em junho de 1999. Dois cabos subterrâneos longos de 70 km e com a tensão de 80 kV conectam as estações terminais. Todos os equipamentos foram montados em módulos na fábrica e foram totalmente testados, minimizando os trabalhos de construção civil e comissionamento.

### **AI.3 Eagle Pass / Piedras Negras**

A carga de Eagle Pass [30], Texas, é atendida por duas linhas de transmissão em 138 kV. Quando acontece o crescimento da carga da área, o sistema fica sujeito à instabilidades de tensão e aberturas de linhas, reduzindo a confiabilidade da potência entregue ao lado americano.

A instalação do B2B-VSC, foi feita para mitigar possíveis problemas de instabilidade de tensão e ao mesmo tempo permitir o intercâmbio de potência nas duas direções entre EUA e México sem que o primeiro tenha interrupção de serviço aos consumidores. A planta foi comissionada em setembro de 2000.

O elo provê flexibilidade operacional e controlabilidade bi direcional de potência e controle de tensão. Pode ser operado na transferência de 36 MW, com a utilização de 36 MVar ou a combinação de potência ativa e reativa em ambos os terminais.

As demais aplicações existentes encontram-se no Apêndice II.

## **AI.4 Tjaereborg**

Tjaereborg é um projeto em demonstração para a instalação e teste de uma transmissão CC VSC de 8 MVA , conectando uma planta eólica de 6 MW no oeste da Dinamarca. O cabo de 4,3 km opera em 9 kV. O projeto foi comissionado em agosto de 2000.

A motivação para o projeto é o planejamento da instalação de 5 parques eólicos de 150 MW cada, nos próximos 30 anos.

A integração de grandes quantidades de parques eólicos no sistema elétrico de potência pode trazer severas conseqüências para o sistema. A flutuação da tensão e da potência reativa pode ser controlada pela ligação dos parques ao sistema por uma transmissão CC VSC.

## **AI.5 Terranora (Directlink)**

O interconector Terranora é uma transmissão CC VSC subterrânea de 180 MW de potência que conecta as redes de New South Wales e Queensland na Austrália, permitindo o intercâmbio de potência entre as duas áreas.

O interconector Terranora é composto por três links em transmissão CC VSC de 60 MVA de potência, operando em 80 kV. Os cabos subterrâneos têm o comprimento de 59 km cada. O projeto foi comissionado em 2000.

## **AI.6 Murraylink**

O interconector subterrâneo Murraylink de 220 MW entre Riverland na Austrália do Sul e Sunraysia em Victoria tem 180 km de comprimento. Ele hoje é o mais longo cabo subterrâneo de transmissão do mundo.

O interconector beneficia os dois extremos conectados, permitindo a troca de energia no mercado desregulado da Austrália. O projeto foi comissionado em 2002.

## **AI.7 Cross Sound Cable**

O Cross Sound Cable é uma transmissão em CC VSC submarino, que liga Connecticut e Long Island em Nova Iorque.

O HVDC Light [31] tem uma potência de 330 MW e comprimento de 40 km. As estações conversoras ficam em New Haven, Connecticut e Shoreham em Long Island.

O link melhora a confiabilidade de suprimento nas redes de Connecticut e New England, além de prover energia emergencial para Long Island. Ele também tem o propósito de promover a competição entre os mercados de energia de Nova Iorque e New England, permitindo a troca de energia e o atendimento aos consumidores entre as duas regiões. O projeto foi comissionado em 2002.

## **AI.8 Troll A**

O primeiro projeto offshore em VSC transmite potência para uma plataforma de produção de gás no Mar do Norte.

O projeto combina a tecnologia CC VSC e um Motor de Alta Tensão. Consiste de duas transmissões de 40 MW. Na plataforma o inversor é conectado direto ao motor sem a necessidade de um transformador. O retificador em Kollsnes na parte onshore, é conectado a um transformador que se liga a uma rede de 132 kV. Do retificador ao inversor os cabos são de 70 km.

A regulação do motor é controlada pelo VSC economizando espaço na plataforma, se comparado a sistemas convencionais. O projeto foi comissionado em 2005.

## **AI.9 Estlink**

O link Estlink cruza o Golfo da Finlândia e conecta subestações próximas a Tallinn e Helsinki.

O link é subterrâneo e submarino, não contendo trechos aéreos. Estlink é a última parte do anel do Báltico. Ele permite a troca de energia entre os países Bálticos (Estonia Lituania e Letônia). O projeto foi comissionado em 2006.

## **AI.10 Borkum 2**

O maior parque eólico offshore do mundo será conectado à rede Alemã por um sistema de transmissão em HVDC Light de potência de 400 MW.

O parque eólico de Borkum 2 consiste de 80 geradores eólicos de 5 MW localizados aproximadamente a 130 km da costa no Mar do Norte. Os geradores transmitem potência por um sistema de cabos de 36 kV que são transformados em 154 kV para a conexão com a estação VSC. A estação receptora está localizada em Diele a 75 km da costa, onde a potência será injetada à rede de 380 kV Alemã. O projeto será comissionado em 2009.