

RUY LUIZ MACHADO

**APLICAÇÃO DE DISPOSITIVOS FACTS NO
SISTEMA DE TRANSMISSÃO DA ELETROSUL**

**FLORIANÓPOLIS
2003**

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA

**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO
EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**APLICAÇÃO DE DISPOSITIVOS FACTS NO
SISTEMA DE TRANSMISSÃO DA ELETROSUL**

Dissertação submetida à
Universidade Federal de Santa Catarina
como parte dos requisitos para a
obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica

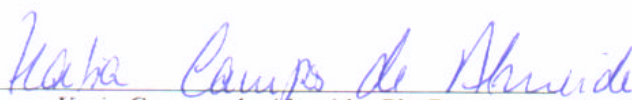
RUY LUIZ MACHADO

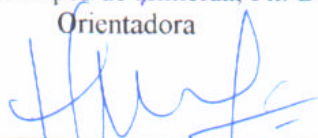
Florianópolis, Abril de 2003.

APLICAÇÃO DE DISPOSITIVOS FACTS NO SISTEMA DE TRANSMISSÃO DA ELETROSUL

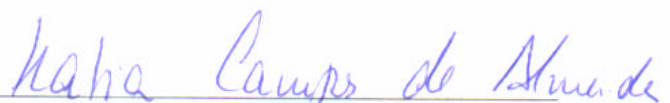
Ruy Luiz Machado


'Esta Dissertação foi julgada adequada para a obtenção do Título de Mestre em Engenharia Elétrica, Área de Concentração em *Sistemas de Potência*, e aprovada em sua forma final pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Catarina.'

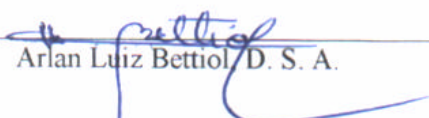

Katia Campos de Almeida, Ph. D.
Orientadora

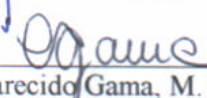

Edson Roberto De Pieri, Dr.
Coordenador do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

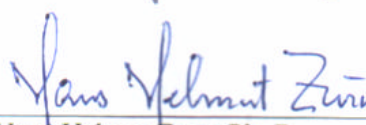
Banca Examinadora:


Katia Campos de Almeida, Ph. D.
Presidente


Aguinaldo Silveira e Silva, Ph. D.


Arlan Luiz Bettioli, D. S. A.


Carlos Aparecido Gama, M. Eng.


Hans Helmut Zürn, Ph. D.

aos meus filhos
Renato e Rodrigo

"... porque viver é expandir."

Agradecimentos

Aos meus pais, Sonia e Oduvaldo, por sua dedicação e exemplo de dignidade. Espero que com a conclusão desta dissertação possa retribuir em parte essa minha gratidão, já que considero que uma pesquisa científica não representa somente a continuidade da sabedoria em si, mas a perpetuação daquilo que deu certo.

À minha família, especialmente à Lisi, à Graci, à Maria Teresa e à tia Glorinha que tanto quero bem.

À Cainara pelo estímulo que recebi o qual foi fundamental para a conclusão deste trabalho.

Aos amigos que estiveram ao meu lado durante toda essa caminhada.

Ao Anilson por ter possibilitado o aperfeiçoamento de minha qualificação profissional. Por sua amizade e por seu exemplo de coerência e capacidade técnica, e também, por ter supervisionado o desenvolvimento do tema desta dissertação sob o ponto de vista da empresa.

Ao Éverton gerente do DPES pelo apoio e reconhecimento que recebi.

Aos colegas e amigos do SEACS: Breno, Gilberto, João Francisco, Marcos, Orlando, Paulo, Ricardo, Sérgio, Ulisses e Vera Lúcia pela contribuição que deram durante todo o curso.

Ao gerente e ex-gerentes do DOS: Itamar, Renato e Ildo, pela concessão de minha participação neste 1º mestrado profissional.

À Nádia, Coordenadora do Mestrado Profissional, pelo seu apoio e incentivo.

À Mari e à Fátima da Biblioteca da ELETROSUL pela atenção despendida.

Aos professores Katia e Aguinaldo pela orientação desta dissertação.

Aos funcionários do Labspot e Labplan: Marlise, Richard, Fabrícia, Adriano e Fabíola.

À ELETROBRÁS através do PRODESPO cujos representantes foram João Carlos e Klaudius.

Ao Flávio Resende Garcia da INEPAR pela contribuição técnica.

Resumo da Dissertação apresentada à UFSC como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

APLICAÇÃO DE DISPOSITIVOS FACTS NO SISTEMA DE TRANSMISSÃO DA ELETROSUL

Ruy Luiz Machado

Abril/2003

Orientadora: Katia Campos de Almeida, Ph. D.

Área de Concentração: Sistemas de Potência.

Palavras-chave: Dispositivos FACTS, Regiões de Segurança, Fluxo de Potência Ótimo, Estabilidade Dinâmica.

Número de Páginas: 140

Esta dissertação apresenta uma avaliação sobre a aplicação dos dispositivos FACTS (*Flexible AC Transmission Systems*) ao sistema de transmissão de 525kV da ELETROSUL. Dois dispositivos são considerados: o TCSC (Capacitor Série Controlado a Tiristor) e o SVC (Compensador Estático de Reativos). Os estudos são realizados com o objetivo de quantificar a melhoria proporcionada por esses dispositivos à rede de transmissão. O conceito de regiões de segurança é utilizado para mensurar o impacto dos FACTS sobre o comportamento do sistema, permitindo a obtenção de medidas escalares de desempenho.

Na operação em regime permanente, a análise dos dispositivos FACTS é realizada com o emprego de um programa de fluxo de potência ótimo (FPO) que maximiza a transferência de potência ativa da Região Sul para a Região Sudeste do Brasil. São desenvolvidos os modelos matemáticos para inclusão dos FACTS nas equações de fluxo de potência presentes no modelo do FPO.

A avaliação de estabilidade dinâmica é realizada considerando o dispositivo FACTS que apresenta o melhor desempenho em regime permanente. O conceito de regiões de segurança é estendido à esta análise com base nos sinais adicionais presentes na malha de controle para aumentar o torque de amortecimento do sistema. São apresentados também os modelos matemáticos usados nessas simulações numéricas.

Por fim, discute-se o “valor” que pode ser atribuído aos equipamentos FACTS em função do aumento que proporcionam à capacidade de carregamento do sistema de transmissão. Calcula-se o custo estimado para a implantação do dispositivo FACTS com melhor desempenho no sistema ELETROSUL, comparando-o com os custos envolvidos em projetos alternativos de expansão.

Abstract of Dissertation presented to UFSC as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master in Electrical Engineering.

APPLICATION OF FACTS DEVICES TO THE ELETROSUL TRANSMISSION SYSTEM

Ruy Luiz Machado

April/2003

Advisor: Katia Campos de Almeida, Ph.D.

Area of Concentration: Power Systems.

Keywords: FACTS Devices, Security Regions, Optimal Power Flow, Dynamic Stability.

Number of Pages: 140

This work presents a study of the application of FACTS (Flexible AC Transmission Systems) devices on the 525kV transmission system of ELETROSUL. Two devices are analyzed: the TCSC (Thyristor Controlled Series Capacitor) and the SVC (Static Var Compensator). The study aims at quantifying the improvement in the transmission service obtained with FACTS devices. The concept of security region is used to measure the impact of such controllers on the behavior of the system, providing scalar measures for their performance.

In steady-state operation, the impact of FACTS devices is assessed through an optimal power flow (OPF) program which maximizes the total transfer of active power between the Southern and Southeastern Brazilian regions. The mathematical models that represent the FACTS devices on the power flow equations are derived.

The studies concerning the dynamic behavior of the system are carried out considering the FACTS controller with better performance in the steady-state operation. The concept of security regions is extended to this analysis based on the additional signals introduced in the control loop to increase the damping torque. The mathematical models used in the numerical simulations are also presented.

Finally, an analysis is made of the “value” of FACTS devices as a function of the increase in the loadability of the system. The cost of using a FACTS device in the ELETROSUL network is estimated and compared to alternative transmission expansion projects.

SUMÁRIO

Capítulo 1 INTRODUÇÃO	1
Capítulo 2 DISPOSITIVOS FACTS: UMA ABORDAGEM GERAL.....	4
2.1 - Introdução.....	4
2.2 - Conceitos básicos.....	5
2.2.1 – Definição	5
2.2.2 – O fluxo de potência em uma linha de transmissão.....	6
2.2.3 – Os FACTS e o controle sobre o fluxo de potência em linhas de transmissão.....	6
2.3 - Dispositivos Semicondutores.....	8
2.3.1 – Diodos	8
2.3.2 – Transistores.....	8
2.3.3 – Tiristores.....	9
2.4 - Tipos básicos de dispositivos FACTS.....	10
2.5 - Dispositivos combinados em shunt.....	11
2.5.1 - Compensador Síncrono Estático (<i>Static Synchronous Compensator - STATCOM</i>) ...	11
2.5.2 – Gerador Síncrono Estático (<i>Static Synchronous Generator - SSG</i>).....	12
2.5.3 - Sistema de Armazenamento de Energia em Bateria (<i>Battery Energy Storage System - BESS</i>).....	12
2.5.4 - Armazenamento de Energia Magnética em Supercondutores (<i>Superconducting Magnetic Energy Storage - SMES</i>)	13
2.5.5 - Compensador Estático de Reativos (<i>Static Var Compensator - SVC</i>).....	13
2.5.6 – Reator Controlado a Tiristor (<i>Thyristor Controlled Reactor - TCR</i>)	14
2.5.7 – Reator Chaveado a Tiristor (<i>Thyristor Switched Reactor - TSR</i>)	14
2.5.8 – Capacitor Chaveado a Tiristor (<i>Thyristor Switched Capacitor - TSC</i>)	14
2.5.9 – Gerador Estático de Reativo (<i>Static Var Generator or Absorber - SVG</i>)	14
2.5.10 – Sistema Estático de Reativo (<i>Static Var System - SVS</i>)	15
2.5.11 – Resistor de Frenagem Controlado a Tiristor (<i>Thyristor Controlled Braking Resistor - TCBR</i>).....	15
2.6 - Dispositivos combinados em série.....	16
2.6.1 – Compensador Síncrono Estático em Série (<i>Static Synchronous Series Compensator - SSSC</i>).....	16
2.6.2 – Controlador de Fluxo de Potência entre Linhas (<i>Interline Power Flow Controller - IPFC</i>).....	17

2.6.3 – Capacitor Série Controlado a Tiristor (<i>Thyristor Controlled Series Capacitor - TCSC</i>)	17
2.6.4 – Capacitor Série Chaveado a Tiristor (<i>Thyristor Switched Series Capacitor - TSSC</i>) .	18
2.6.5 – Reator Série Controlado a Tiristor (<i>Thyristor Controlled Series Reactor - TCSR</i>)	18
2.6.6 – Reator Série Chaveado a Tiristor (<i>Thyristor Switched Series Reactor - TSSR</i>)	18
2.7 - Dispositivos combinados série-série	19
2.8 - Dispositivos combinados série-shunt	19
2.8.1 – Controlador Unificado de Fluxo de Potência (<i>Unified Power Flow Controller - UPFC</i>)	19
2.8.2 – Transformador Defasador Controlado a Tiristor (<i>Thyristor Controlled Phase Shifting Transformer - TCPST</i>).....	20
2.8.3 – Controlador de Potência entre Fases (<i>Interphase Power Controller - IPC</i>)	21
2.9 - Transmissão em Corrente Contínua de Alta Tensão (<i>High Voltage Direct Current - HVDC</i>)	21
2.10 - FACTS: Estado da Arte.....	22
2.10.1 – Dispositivos FACTS existentes.....	22
2.10.2 – Dispositivos FACTS: desenvolvimentos futuros	23
2.11 - Considerações finais.....	24

Capítulo 3 SVC E TCSC: MODELAGEM PARA ESTUDOS DE REGIME PERMANENTE E ESTABILIDADE DINÂMICA	25
3.1 - Introdução.....	25
3.2 – Fluxo de potência em uma linha de transmissão.....	25
3.3 - Modelo do Problema de Fluxo de Potência.....	27
3.4 - Modelo para a representação dos dispositivos FACTS em regime permanente.....	29
3.5 – Modelagem para estudos de estabilidade dinâmica.....	29
3.6 - Modelagem do SVC.....	31
3.6.1 – Fluxo de potência em uma linha de transmissão com um SVC	31
3.6.2 – Modelagem do SVC para estudos de Regime Permanente.....	33
3.6.3 – Modelagem do SVC para estudos de estabilidade dinâmica	39
3.7 - Modelagem do TCSC.....	40
3.7.1 – Fluxo de potência em uma linha de transmissão com um TCSC	41
3.7.2 – Modelagem do TCSC para estudos de Regime Permanente.....	44
3.7.3 – Modelagem do TCSC para estudos de estabilidade dinâmica	45
3.8 - Comentários finais	48

Capítulo 4 AVALIAÇÃO DO IMPACTO DOS DISPOSITIVOS FACTS EM SISTEMAS DE POTÊNCIA UTILIZANDO O CONCEITO DE REGIÕES DE SEGURANÇA.....	49
4.1 - Introdução.....	49
4.2 - O conceito de Regiões de Segurança	50
4.3 - Regiões de Segurança com FACTS	50
4.4 - A segurança em regime permanente e o fluxo de potência ótimo	51
4.4.1 - Formulação do fluxo de potência ótimo.....	51
4.4.2 - Medidas da região de segurança	53
4.4.3 - Fluxo de potência ótimo com indisponibilidade para representar segurança	54
4.5 - Aplicação dos FACTS em sistemas de potência reais: avaliação em regime permanente ..	54
4.5.1 – O processo de otimização	55
4.5.2 – Análise dos resultados das simulações em regime permanente	56
4.6 - Aplicação dos FACTS em sistemas de potência reais: avaliação da estabilidade dinâmica	56
4.6.1 - Objetivo da análise dinâmica.....	57
4.6.2 – Análise dos resultados das simulações de estabilidade dinâmica	58
4.7 - Considerações Finais.....	58
 Capítulo 5 APLICAÇÃO DE SVC E TCSC NO SISTEMA DE TRANSMISSÃO DE 525KV DA ELETROSUL: AVALIAÇÃO EM REGIME PERMANENTE.....	 59
5.1 - Introdução.....	59
5.2 - Considerações iniciais.....	59
5.2.1 - Casos-base utilizados nas simulações	59
5.2.2 - Programas utilizados nas simulações	60
5.2.3 - Preparação dos casos-base.....	60
5.2.4 - Critérios gerais.....	61
5.3 - Avaliação do sistema sem a adição de dispositivos FACTS	64
5.4 - Avaliação do SVC em regime permanente.....	65
5.4.1 - Critérios específicos para o SVC	65
5.4.2 - Resultados das simulações em carga média	66
5.4.3 - Resultados das simulações em carga pesada	69
5.5 - Avaliação do TCSC em regime permanente	71
5.5.1 - Critérios específicos para os TCSCs	71
5.5.2 - Resultados das simulações em carga média	72
5.5.3 - Resultados das simulações em carga pesada	74
5.6 - Comparação dos resultados: SVC versus TCSC.....	76
5.7 - Conclusões.....	77

Capítulo 6 APLICAÇÃO DE TCSC NO SISTEMA DE TRANSMISSÃO DE 525KV DA ELETROSUL: AVALIAÇÃO DA ESTABILIDADE DINÂMICA	79
6.1 - Introdução.....	79
6.2 - Considerações iniciais.....	79
6.2.1 - Casos-base e programas utilizados	79
6.2.2 - Preparação dos casos-base.....	80
6.2.3 - Critérios gerais.....	80
6.2.4 - Critérios específicos.....	81
6.2.5 – Metodologia utilizada.....	83
6.3 - Resultados das simulações para o sistema de transmissão sem a inclusão de compensação série.....	84
6.3.1 - Carga média.....	84
6.3.2 - Carga pesada.....	85
6.4 - Resultados das simulações para a inclusão de compensação fixa na LT 525kV Areia - Ivaiporã	86
6.4.1 - Carga média.....	86
6.4.2 - Carga pesada.....	86
6.5 - Resultados das simulações para a duplicação da LT 525kV Areia - Ivaiporã.....	87
6.5.1 - Carga média.....	87
6.5.2 - Carga pesada.....	87
6.6 - Resultados da inclusão de um TCSC na LT 525kV Areia - Ivaiporã	88
6.6.1- Carga média.....	88
6.6.2 - Carga pesada.....	89
6.7 - Análise dos resultados.....	90
6.7.1 - Carga média.....	90
6.7.2 - Carga pesada.....	95
6.8 - Conclusões.....	97
Capítulo 7 DISPOSITIVOS FACTS: CONSIDERAÇÕES SOBRE CUSTO VERSUS VALOR	99
7.1 - Introdução.....	99
7.2 - O valor da transmissão de energia elétrica versus investimento em dispositivos FACTS ..	99
7.3 - Custos.....	101
7.3.1 - Duplicação da LT 525kV Areia - Ivaiporã.....	101
7.3.2 - Implementação de um TCSC na LT 525kV Areia - Ivaiporã.....	102
7.3.3 - Implementação de uma compensação fixa na LT 525kV Areia - Ivaiporã	103
7.3.4 - Análise comparativa de custos.....	103

7.4 - Conclusões.....	104
Capítulo 8 CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA FUTUROS TRABALHOS	105
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	108
APÊNDICES	114
Apêndice A - Lista de Definições e Abreviaturas.....	115
A.1 - Definições.....	115
A.2 - Abreviaturas.....	116
Apêndice B - Dados dos casos-base utilizados.....	117
B.1 - Carga da Região Sul	117
B.2 - Geração existente na Região Sul.....	118
B.3 - Geração prevista para a Região Sul até o ano de 2004.....	118
Apêndice C - Resultados das simulações em regime permanente	119
C.1 - Barras críticas.....	119
C.2 - SVC na SE Bateias para carga média.....	120
C.3 - SVC na SE Blumenau para carga média	121
C.4 - SVC na SE Curitiba para carga média.....	122
C.5 - SVC na SE Bateias para carga pesada.....	123
C.6 - SVC na SE Blumenau para carga pesada	124
C.7 - SVC na SE Curitiba para carga pesada.....	125
C.8 - Aplicação de TCSC em carga média.....	126
C.9 - Aplicação de TCSC em carga pesada.....	127
Apêndice D - Resultados das simulações dinâmicas.....	128
D.1 - Sem Compensação de Reativos	128
D.2 - Compensação Fixa na LT 525kV Areia - Ivaiporã	130
D.3 - Duplicação da LT 525kV Areia - Ivaiporã.....	132
D.4 - TCSC na LT 525kV Areia - Ivaiporã.....	134
D.5 - TCSC na LT 525kV Areia - Ivaiporã.....	138
D.6 - TCSC na LT 525kV Areia - Ivaiporã.....	139
Apêndice E - Critério para determinação da estabilidade dinâmica.....	140

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

Originalmente, a função de um sistema de transmissão estava relacionada basicamente à transmissão de blocos de potência desde os centros de geração até os centros de carga. À medida que os sistemas foram se expandindo, percebeu-se que a transmissão poderia ser utilizada para outros fins. Um deles é o compartilhamento das reservas girantes entre sistemas interconectados, de modo que os custos de operação pudessem ser reduzidos. Em muitos sistemas, as interligações também tornaram possível o uso de um sistema de transmissão vizinho como caminho alternativo para atender uma determinada carga no próprio sistema, em caso de contingências⁽¹⁾ [1].

Os sistemas evoluíram, e o propósito das redes de transmissão passou a ser não só de interligação entre centros de geração e carga, mas também o de minimizar custos de geração de potência e de combustível a partir do aumento das interligações entre diferentes regiões do sistema. Ou seja, os sistemas elétricos tornaram-se cada vez mais interconectados principalmente por razões econômicas: para reduzir o custo da eletricidade e para melhorar a confiabilidade no suprimento de energia [2].

Com a desregulamentação do setor elétrico, o sistema de transmissão passou a ter a responsabilidade de disponibilizar negociações entre diferentes agentes do mercado de energia, como forma de garantir competitividade. Em função disso, novos requisitos recaíram sobre a rede de transmissão, levando à definição de novos padrões de carregamento, e também a novas exigências sobre o controle e a operação do sistema. Surgiram então, sérias restrições de confiabilidade como resultado de o sistema de transmissão estar sendo adaptado a aplicações para as quais não foi projetado inicialmente [3].

Como forma de mitigar esta questão, a implantação/duplicação de linhas de transmissão, geralmente tem sido empregada. No entanto, normalmente essas soluções estão associadas ao dispêndio de elevados custos inerentes às suas construções, ao mesmo tempo em que podem ser inviabilizadas devido a dificuldades de rotas e de problemas ambientais.

A redistribuição da carga e a construção/recapacitação de usinas são formas que também têm sido utilizadas, mas muitas são inviáveis.

(1) Definições de alguns termos podem ser encontrados no Apêndice A.1

Apesar de toda a tecnologia existente em termos de microeletrônica, de computadores e de comunicação em alta velocidade para os sistemas de proteção e controle, os equipamentos que realmente operam o sistema são em sua maioria mecânicos, determinando uma resposta de atuação relativamente lenta. Um outro problema é que esses equipamentos não podem ser reiniciados com frequência, ou seja, sob o ponto de vista dinâmico e de regime permanente o sistema não é controlado.

O que fica claro então, é que todas essas dificuldades têm conduzido à investigação de novas formas de operação e de controle dos sistemas elétricos existentes, e uma delas é o uso da tecnologia **FACTS**. Esta tecnologia abre novas oportunidades no gerenciamento da transmissão de potência, pois permite o aumento da capacidade de transmissão do sistema elétrico existente e dos futuros, tanto em condições normais quanto sob contingências, a um razoável custo.

Os dispositivos FACTS utilizam eletrônica de potência como forma de acionamento, o que garante uma operação com muito maior rapidez de resposta, mais continuidade, robustez, flexibilidade e confiabilidade.

Com relação às possibilidades que se abrem com a disponibilização da tecnologia FACTS para aplicação em sistemas de potência, é importante observar que nos Estados Unidos e nos países da Europa, por exemplo, gradativamente vem crescendo o seu uso na solução de diferentes problemas do sistema elétrico. No Brasil, os dispositivos FACTS já estão sendo utilizados em aplicações como:

- nas regiões Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste: SVCs para controle de tensão; e
- na interligação Norte-Sul: TCSC para amortecer oscilações inter-área de baixa frequência.

Observa-se que apesar de sua aplicabilidade crescer em nível mundial, no Brasil os FACTS ainda possuem uma aplicação restrita, sendo que na Região Sul são inexistentes. Em função disso, e de que possa representar benefícios ao sistema elétrico, particularmente ao sistema de transmissão, à ELETROSUL interessa:

- avaliar a aplicação dos dispositivos FACTS no seu sistema de transmissão para mensurar as suas potencialidades frente à expansão do sistema, a otimização de custos, e também em situações de contingências e de indisponibilidades;
- oportunidades de novos negócios, já que a viabilização do uso desses equipamentos diante de novas obras de expansão do sistema, certamente destinaria à ELETROSUL, a implementação das mesmas; e
- adquirir *know-how*.

Nesta dissertação são avaliados os benefícios obtidos com a implementação de dispositivos FACTS no sistema de transmissão de 525kV da ELETROSUL, com o objetivo de aumentar o intercâmbio da Região Sul para a Região Sudeste, situação esta bastante restritiva para o sistema elétrico. Essas avaliações são realizadas a partir do estudo de aspectos estáticos e dinâmicos do sistema, considerando a rede completa e alterada para os regimes de carga média e pesada. Assim sendo, o assunto é abordado de acordo com a estrutura descrita a seguir.

No Capítulo 2 é realizada uma abordagem generalizada sobre os conceitos básicos dos FACTS, os semicondutores empregados, tipos de FACTS existentes, em pesquisa e os desenvolvimentos futuros e o estado da arte.

No Capítulo 3, são desenvolvidos os modelos matemáticos utilizados em simulação numérica para estudos de regime permanente e de estabilidade dinâmica.

No Capítulo 4 é introduzido o conceito de Regiões de Segurança com o objetivo de fundamentar a metodologia utilizada e quantificar o impacto proporcionado pelos FACTS no sistema.

Nos Capítulos 5 e 6 são apresentados os resultados práticos obtidos e a avaliação dos estudos de regime permanente e dinâmico respectivamente.

No Capítulo 7 é feita uma abordagem sobre o valor e o custo de dispositivos FACTS, e são também apresentados os custos estimados para o TCSC escolhido.

No Capítulo 8 são apresentadas as conclusões da dissertação e alguns comentários adicionais.

CAPÍTULO 2

DISPOSITIVOS FACTS: UMA ABORDAGEM GERAL

2.1 - Introdução

O êxito da tecnologia FACTS está diretamente ligado ao avanço empreendido pela eletrônica de potência e pela tecnologia de chaveamentos. À medida que estas áreas avançam com a construção de tiristores e transistores com maiores capacidades de potência e frequência de chaveamento, a tecnologia dos dispositivos FACTS vem tornando possível também o desenvolvimento equipamentos mais sofisticados e adequados às aplicações aos quais se destinam.

Nestas duas últimas décadas, alguns desses controladores eletrônicos de potência que estão agora agrupados sob a denominação de FACTS, antecedem a introdução do conceito de FACTS feita por Hingorani à comunidade técnica. Entre esses conversores está o SVC (*Static Var Compensator*) para o controle de tensão que foi pela primeira vez demonstrado em Nebraska e comercializado pela GE em 1974, e pela Westinghouse em Minnesota em 1975 [2].

O primeiro controlador conectado em série, também inventado por Hingorani, um esquema de controle da impedância capacitiva série de baixa potência, foi demonstrado na Califórnia pela Siemens em 1984. Mostrava que com um controlador ativo, não existe limite para a compensação série capacitiva [2].

Antes porém, outras versões de controladores foram pesquisadas. No entanto, a grande contribuição trazida com o estabelecimento do conceito de FACTS, é o de revelar a enorme potencialidade que existe com a aplicação da eletrônica de potência na expansão dos sistemas de elétricos de potência, e por meio disso, organizar as novas e avançadas idéias, de modo a torná-las uma realidade.

Para o planejamento do sistema de transmissão, o interessante é que a tecnologia FACTS proporciona novas oportunidades para o controle de potência e possibilita o aumento da capacidade de utilização do sistema de transmissão atual [2, 4 e 5], dado que estes dispositivos:

- possibilitam o controle direto do fluxo de potência por rotas de transmissão definidas;
- estendem os limites de transferência de potência nas redes de transmissão, podendo elevar o carregamento até a sua capacidade térmica;
- aumentam a segurança a partir do aumento do limite de estabilidade transitória, limitação das correntes de curto-circuito e sobrecargas, gerenciamento de *blackouts* e amortecimento de oscilações eletromecânicas de sistemas e máquinas;

- provêm segurança para linhas que interligam usinas vizinhas e de regiões próximas diminuindo toda a reserva de geração necessária em ambos os lados;
- fornecem maior flexibilidade na localização de novas usinas;
- repotencializam linhas de transmissão;
- reduzem o fluxo de potência reativa;
- reduzem fluxos circulantes;
- reduzem o custo de geração.

Evidentemente, por trás dos inúmeros benefícios podem ser obtidos com esses dispositivos, existem tipos específicos que atendem de maneira mais efetiva cada uma das necessidades do sistema elétrico. Além disto, em cada projeto, o FACTS escolhido normalmente atende ainda a condições sistêmicas particulares, perfazendo que cada projeto seja essencialmente singular.

Com relação aos custos envolvidos na sua implementação, deve-se destacar que, tanto os tiristores quanto os transistores de potência utilizados em seus projetos, constituem-se em elementos básicos para todos os tipos de controladores FACTS. Ou seja, possuem a mesma tecnologia de produção, e por este motivo, podem eventualmente conseguir as vantagens da tecnologia de escala [2].

Neste Capítulo é feita uma abordagem generalizada sobre os dispositivos FACTS. São apresentados: definição de FACTS, aspectos relativos ao controle de potência ativa, dispositivos semicondutores empregados, tipos de FACTS existentes, em pesquisa e os futuros desenvolvimentos.

2.2 - Conceitos básicos

2.2.1 – Definição

O termo **FACTS** provém do inglês *Flexible AC Transmission Systems* e é definido pelo IEEE como: sistemas de transmissão em corrente alternada que utilizam dispositivos de eletrônica de potência e também outros controladores estáticos, com o objetivo de aumentar a controlabilidade e a capacidade de transferência de potência de um sistema elétrico [6].

2.2.2 – O fluxo de potência em uma linha de transmissão

A Figura 2.1 mostra o fluxo de potência ativa e reativa transferida através de uma linha de transmissão.

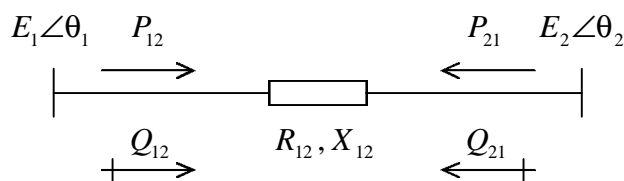


Figura 2.1 - Sistema de duas barras e fluxos de potência associados.

Para este sistema, desprezando-se a resistência da linha, o fluxo de potência ativa é dada por

$$P_{12} = -P_{21} = \frac{E_1 E_2}{X_{12}} \sin \theta_{12} \quad (2.1)$$

e o fluxo de potência reativa é

$$Q_{12} = \frac{E_1 (E_1 - E_2 \cos \theta_{12})}{X_{12}} \quad (2.2)$$

$$Q_{21} = \frac{E_2 (E_2 - E_1 \cos \theta_{21})}{X_{12}} \quad (2.3)$$

Pelas equações (2.1) a (2.3), observa-se que, através da variação das tensões terminais E_1 e E_2 , da diferença angular θ_{12} e da reatância da linha X_{12} , é possível controlar os fluxos de potências ativa e reativa entre as barras 1 e 2. Os FACTS podem atuar sobre estas variáveis, permitindo então o controle de fluxo.

2.2.3 – Os FACTS e o controle sobre o fluxo de potência em linhas de transmissão

A partir da equação 2.1 representa-se, na Figura 2.2, o fluxo de potência versus ângulo θ_{12} , associado-o aos diferentes tipos de controles que podem ser exercidos pelos dispositivos FACTS mais difundidos.

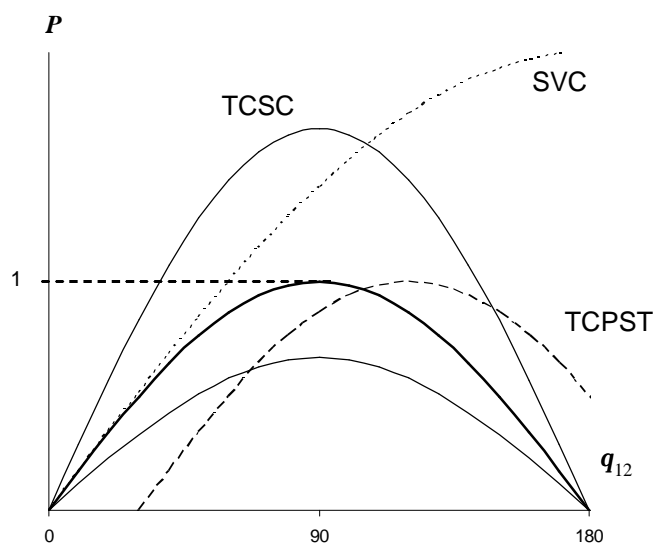


Figura 2.2 – Controle do fluxo de potência ativa exercido por dispositivos FACTS.

As siglas usadas na Figura 2.2 são:

- SVC ***Static Var Compensator*** (Compensador Estático de Reativos)
 TCPST ***Thyristor Controlled Phase Shifting Transformer*** (Transformador Defasador Controlado a Tiristor)
 TCSC ***Thyristor Controlled Series Capacitor*** (Capacitor Série Controlado a Tiristor)

Verifica-se, portanto, que os dispositivos FACTS possibilitam [2]:

- o controle da impedância X_{12} da linha, constituindo-se em um importante meio de controlar o fluxo de potência;
- para pequenos ângulos (geralmente é o caso), o controle do fluxo de potência ativa através do ajuste de X_{12} ou de θ_{12} ;
- injetando-se uma tensão em série com a linha, controlar o fluxo de potência ativa e de potência reativa;
- quando o ângulo θ_{12} é pequeno, o controle de fluxo de potência reativa através do controle das tensões terminais;
- com a combinação do controle da impedância da linha em conjunto com a regulação de tensão, controlar os fluxos de potência ativa e reativa.

Além desses, outros benefícios podem ser obtidos com a ação dos FACTS, de tal forma que seja possível atender às singularidades de cada projeto. Estes resultados estão diretamente

ligados às propriedades intrínsecas à tecnologia de eletrônica de potência aplicada a sistemas de potência, especificamente às características dos dispositivos semicondutores que os compõem.

A seguir são apresentados os principais dispositivos semicondutores utilizados na composição das pontes conversoras usadas nos dispositivos FACTS.

2.3 - Dispositivos Semicondutores

Em termos gerais, os dispositivos eletrônicos de potência são chaves rápidas obtidas a partir de cápsulas de silicone de alta pureza, projetadas para características específicas de chaveamento. Basicamente são constituídos de uma variedade de diodos, transistores e tiristores de potência, com capacidade nominal na faixa de 1 a 5 kA e 5 a 10 kV por dispositivo, o que implica na utilização de um grande número desses em conversores [2, 7].

2.3.1 – Diodos

Fazem parte da família de dispositivos com duas camadas de semicondutores com dopagens diferentes, possuindo condução unidirecional. Idealmente um diodo conduz corrente apenas quando polarizado diretamente (anodo está positivo com relação ao catodo). Não possui um gatilho, Figura 2.3.a.

2.3.2 – Transistores

Fazem parte da família de dispositivos com três camadas de semicondutores com dopagens diferentes. Um transistor conduz quando o coletor estiver positivo com relação ao emissor, e quando uma tensão de disparo ou sinal de corrente for aplicada na base. Quando a tensão de base ou a corrente forem menores do que o necessário para o seu completo acionamento, o transistor conduzirá enquanto ainda houver tensão entre o anodo e o catodo.

Um tipo de transistor conhecido como **IGTB** (*Insulated Gate Bipolar Transistor*) possui capacidade para alta tensão e alta corrente, e uma moderada queda de tensão durante a condução. Possui uma relativa importância para os dispositivos FACTS (tensão de 3 a 5 kV).

Um outro tipo de transistor é o **MOSFET** (*MOS Field Effect Transistor*) que é indicado para uso em baixas tensões, mas possui alta capacidade de condução e bloqueio.

2.3.3 – Tiristores

Fazem parte da família de dispositivos com quatro camadas de semicondutores com dopagens diferentes, e constituem-se nos mais importantes dispositivos semicondutores para os dispositivos FACTS, Figura 2.3.b. Atuam na faixa de tensão de 8 a 10 kV.

Um tiristor entra em condução quanto o anodo estiver positivo com relação ao catodo, e uma tensão de disparo ou sinal de corrente for aplicada no gatilho. Alguns tiristores são projetados sem a capacidade de bloqueio pelo gatilho, o que significa que será bloqueado quando a sua corrente passar por zero. Outros tiristores são projetados para possuir capacidade tanto de conduzir quanto de ser bloqueado pelo gatilho.

Em função de seu baixo custo, alta eficiência e robustez, e ainda alta capacidade de tensão e de corrente, os tiristores são muito empregados quando a capacidade de bloqueio pelo gatilho não é necessária.

Os tiristores têm sido usados em quase todos os projetos de HVDC e de alguns tipos FACTS, da mesma forma que em diversas aplicações industriais.

Existem muitas versões de tiristores com capacidade de bloqueio pelo gatilho, entre elas, e com importância para os dispositivos FACTS, pode-se destacar o **GTO** (*Gate Turn-Off Thyristor*), representado na Figura 2.3.c, que podem ser usados entre 1 e 5 kV.

Os **GTOs**, assim como os tiristores convencionais são acionados pelo gatilho e bloqueados quando a corrente passa por zero. Entretanto também possuem a capacidade de bloqueio quando um pulso for aplicado no gatilho na direção contrária. Com um adequado pulso de bloqueio, o GTO rapidamente recupera a capacidade de bloqueio e fica pronto para o próximo pulso. Este processo de bloqueio requer uma corrente de pulso pelo gatilho de aproximadamente 30% do valor da corrente do dispositivo. Com a aplicação do pulso de bloqueio, existe um significativo tempo de atraso antes que a corrente comece realmente a cair e a tensão a subir. Este tempo de atraso resulta na necessidade de uma significativa energia para o gatilho. A corrente anodo-catodo cai então rapidamente até um determinado valor de menor magnitude, para então continuar caindo mais lentamente [8]. Os GTOs são muito utilizados em dispositivos FACTS, mas devido aos seus volumosos gatilhos, aos caros dissipadores e as limitações dv/dt , devem ser substituídos nos próximos anos por GTOs mais avançados apresentados a seguir:

- **MTO** (*MOS Turn-Off Thyristor*): é uma combinação de um GTO e MOSFETs, que juntos superam as limitações dos GTOs, aumentando a velocidade de bloqueio e diminuindo as relativas perdas.
- **ETO** (*Emitter Turn-Off Thyristor*): é outra variação do GTO que incorpora transistores de baixa tensão em série com uma alta tensão do GTO, de modo a também conseguir aumentar a velocidade de bloqueio e diminuir as perdas.

- **GCT** e **IGCT** (*Integrated Gate-Commutated Thyristor*): é basicamente um GTO com melhor capacidade de bloqueio, feito com novas técnicas de encapsulamento. Possui um rápido bloqueio com baixas perdas. Foi recentemente introduzido comercialmente.
- **MCT** (*MOS-Controlled Thyristor*): é o mais recente tipo de tiristor. Inclui uma estrutura MOS integrada destinada a obter rápidos disparo e bloqueio com baixa perda de chaveamento e também baixa perda durante a condução. Tem sido introduzido comercialmente para pequenas potências e possui bom potencial para uso em dispositivos FACTS.

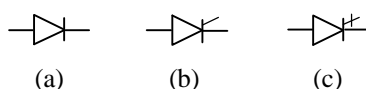


Figura 2.3 – Representação dos Dispositivos Semicondutores:

(a) Diodo; (b) Tiristor; (c) GTO.

2.4 - Tipos básicos de dispositivos FACTS

Com relação à forma de conexão, basicamente os FACTS podem ser divididos [2]:

- dispositivos combinados em shunt
- dispositivos combinados em série
- dispositivos combinados série-série
- dispositivos combinados série-shunt

Os **dispositivos combinados em shunt** atuam como fontes de corrente, injetando ou absorvendo corrente da linha. Por este motivo, são uma boa forma de controlar a tensão e fornecer amortecimento das tensões oscilatórias na região onde estão ligados. Os **dispositivos combinados em série**, no entanto, atuam como fontes de tensão em série com a linha, modificando a queda de tensão entre os seus terminais. Aplicam-se ao controle direto do fluxo de potência e ao amortecimento de oscilações, sendo portanto, muito mais efetivos do que os dispositivos combinados em shunt. A combinação das melhores características de cada um dos tipos anteriores sugere que os **dispositivos combinados série-shunt** possam prover um efetivo controle do fluxo de potência ao mesmo tempo em que controlam a tensão da linha. Os **dispositivos combinados série-série** podem ser as combinações de controladores série, que são controlados de maneira coordenada em sistemas de transmissão multi-linhas, ou podem ser controladores unificados no qual os controladores série provêm compensação reativa série independentes para cada linha mas também através da transferência de potência ativa entre as linhas via *link* de potência.

A seguir são apresentados alguns tipos de dispositivos FACTS (em uso, em pesquisa e protótipos) de acordo com a terminologia e definições adotadas pelo IEEE [2, 6].

2.5 - Dispositivos combinados em shunt

Podem ser fontes de corrente variáveis, impedâncias shunt variáveis ou a combinação dessas. Em princípio, todos os dispositivos combinados em shunt injetam corrente no sistema. Se esta corrente estiver em quadratura com a tensão da linha, os dispositivos somente absorvem ou fornecem potência reativa. Por outro lado, qualquer outra relação fasorial entre corrente e tensão também envolverá alteração da potência ativa. A seguir são apresentados os principais dispositivos combinados em shunt.

2.5.1 - Compensador Síncrono Estático (*Static Synchronous Compensator - STATCOM*)

É um gerador síncrono estático operado como um compensador estático de reativos. É conectado em shunt e sua corrente capacitiva ou indutiva de saída pode ser controlada independentemente da tensão AC do sistema [2].

Assemelha-se em muitos aspectos às máquinas rotativas usadas para compensação de reativos e está entre os principais tipos de FACTS. A Figura 2.4 mostra um STATCOM alimentado a partir de uma fonte de tensão e outro a partir de uma fonte de corrente. Somente sob o ponto de vista de custos, o conversor alimentado em tensão parece ser o preferido. Neste, basicamente a troca de potência reativa entre o inversor e o sistema AC é feita com a variação da amplitude da tensão de saída. Se esta estiver acima da tensão AC do sistema, o inversor gera potência reativa (capacitiva), caso contrário, o inversor absorve potência reativa (indutiva). Ou seja, a tensão de saída é controlada de tal forma que, para se ter uma determinada tensão do lado AC, o fluxo de corrente reativa necessário é obtido a partir do ajuste automático da tensão do capacitor, que atua como uma fonte DC para o conversor. O STATCOM pode também ser utilizado para funcionar como um filtro ativo na absorção de harmônicos do sistema.

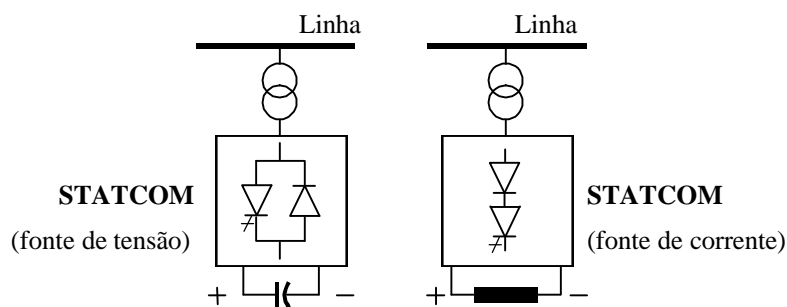


Figura 2.4 – Compensador síncrono estático.

2.5.2 – Gerador Síncrono Estático (*Static Synchronous Generator - SSG*)

É um conversor de potência com chaveamento estático auto-comutado, alimentado a partir de uma fonte de energia elétrica adequada, e operado para produzir um conjunto de tensões de saída multifásicas ajustáveis que podem ser acopladas a um sistema AC com o propósito de trocar independentemente potência ativa e reativa [2].

O gerador síncrono estático é uma combinação do STATCOM com qualquer fonte que forneça ou absorva potência. SSG é o termo geral usado para definir a conexão com qualquer fonte de energia, como por exemplo: bateria, imã supercondutor, capacitor com grande capacidade de armazenamento DC ou outro retificador/inversor.

2.5.3 - Sistema de Armazenamento de Energia em Bateria (*Battery Energy Storage System - BESS*)

É um sistema de armazenamento de energia a partir de uma fonte de energia química, conectada em shunt. É um conversor alimentado em tensão, capaz de rapidamente ajustar a quantidade de energia que possa ser absorvida ou fornecida por um sistema AC [2].

A Figura 2.5 mostra um STATCOM conectado a uma fonte de armazenamento de energia. Geralmente comporta-se como outra máquina síncrona ligada à rede, capaz de dar suporte de reativo e também de trocar potência ativa com a rede. Para aplicações em sistemas de transmissão, o armazenamento de energia em bateria tende a ser pequeno. Quando não estiver fornecendo potência ativa ao sistema, o conversor é usado para manter a bateria carregada.

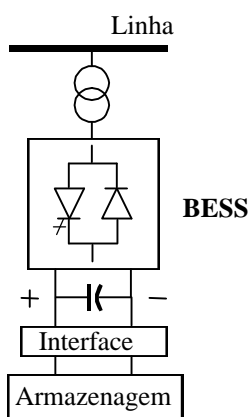


Figura 2.5 – Sistema de Armazenamento de Energia em Bateria.

2.5.4 - Armazenamento de Energia Magnética em Supercondutores (*Superconducting Magnetic Energy Storage - SMES*)

É um dispositivo de armazenamento de energia eletromagnética em supercondutores contendo conversores eletrônicos que rapidamente injetam e/ou absorvem potência ativa e/ou reativa ou dinamicamente controlam o fluxo de potência em um sistema AC [2].

Uma vez que a corrente DC em um ímã não varia rapidamente, a potência de entrada ou de saída é variada controlando-se a tensão com alguma forma de interface eletrônica que proporcione a conexão com um STATCOM.

2.5.5 - Compensador Estático de Reativos (*Static Var Compensator - SVC*)

É um conversor estático conectado em shunt capaz de gerar ou absorver reativos, e cuja saída é ajustada de modo a trocar corrente capacitiva ou indutiva para manter ou controlar parâmetros específicos do sistema de potência (tipicamente barras de tensão) [2].

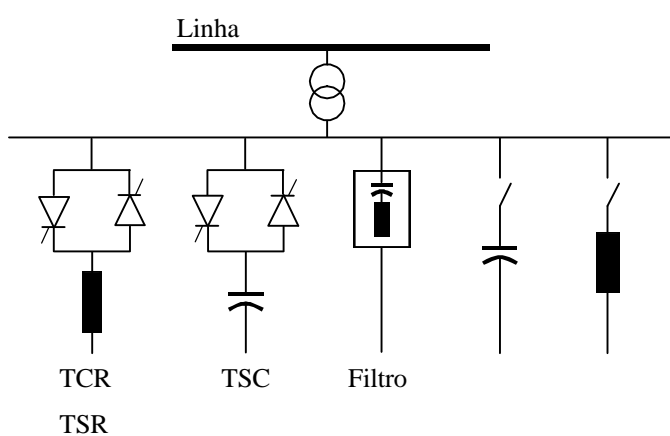


Figura 2.6 – Compensadores estáticos de reativos.

Compensador estático de reativo é um termo geral usado para designar um reator controlado ou chaveado a tiristor e/ou um capacitor chaveado a tiristor, ou ainda uma combinação destes, conforme a Figura 2.6. O SVC baseia-se no uso de tiristores sem a capacidade de bloqueio pelo gatilho. É considerado como uma alternativa de menor custo que o STATCOM, quando a comparação é feita em termos de capacidade de MVA e não em termos de desempenho [9].

2.5.6 – Reator Controlado a Tiristor (*Thyristor Controlled Reactor - TCR*)

É um indutor controlado a tiristor, conectado em shunt, cuja reatância é variada de uma forma contínua pelo controle de condução parcial da válvula tiristorizada [2].

O TCR é um subconjunto do SVC no qual o tempo de condução, e portanto a corrente no reator shunt, é controlada pelo ângulo de disparo de uma chave tiristorizada. Está representado na Figura 2.6.

2.5.7 – Reator Chaveado a Tiristor (*Thyristor Switched Reactor - TSR*)

É um indutor chaveado a tiristor, conectado em shunt, cuja reatância é variada em degraus pelo bloqueio completo ou pela plena condução da válvula tiristorizada [2].

O TSR (Figura 2.6), é um outro subconjunto do SVC, e é formado por diversos indutores conectados em shunt que são chaveados ou não por chaves tiristorizadas (sem controle do ângulo de disparo) de modo a encontrar a adequada potência reativa consumida pelo sistema. O uso de chaves tiristorizadas sem o controle do ângulo de disparo resulta em menores custos e perdas, mas apresenta a desvantagem de não possuir um controle contínuo.

2.5.8 – Capacitor Chaveado a Tiristor (*Thyristor Switched Capacitor - TSC*)

É um capacitor chaveado a tiristor, conectado em shunt, cuja efetiva reatância é variada em degraus pelo bloqueio completo ou pela plena condução da válvula tiristorizada [2].

O TSC (Figura 2.6), é também um subconjunto do SVC. Baseia-se no uso de chaves tiristorizadas AC que são usadas para chavear capacitores em shunt (sem controle do ângulo de disparo), de modo a encontrar a adequada potência reativa a ser fornecida ao sistema.

2.5.9 – Gerador Estático de Reativo (*Static Var Generator or Absorber - SVG*)

É qualquer dispositivo ou sistema elétrico estático capaz de controlar a corrente capacitiva e/ou indutiva injetada em um sistema elétrico de potência e assim gerar ou absorver potência reativa. Geralmente está conectado em shunt, e é constituído de um ou mais reatores controlados a tiristor e/ou um ou mais capacitores chaveados a tiristor [2].

O SVG simplesmente se constitui como uma fonte de potência reativa que, a partir de controles apropriados, pode ser convertida em qualquer compensador de reativos conectado em shunt. A partir desta definição, tanto o SVC quanto o STATCOM são geradores estáticos de reativos equipados com os devidos controles de realimentação a fim de variar a potência reativa de saída para atender objetivos de compensação específicos.

2.5.10 – Sistema Estático de Reativo (*Static Var System - SVS*)

É uma combinação de diferentes compensadores de reativos estáticos e mecânicos cujas saídas são coordenadas [2].

2.5.11 – Resistor de Frenagem Controlado a Tiristor (*Thyristor Controlled Braking Resistor - TCBR*)

É um resistor chaveado a tiristor conectado em shunt, controlado de modo a auxiliar na estabilização de um sistema de potência ou minimizar a potência de aceleração de uma unidade geradora durante um distúrbio [2].

Os resistores de frenagem controlados a tiristor surgiram com o objetivo de melhorar a dinâmica de funcionamento dos resistores de frenagem convencionais (mecânicos), adicionando uma quantidade de resistência de frenagem variável a fim de melhorar o controle de amortecimento, Figura 2.7.

Os TCBRs são tipicamente usados para melhorar os limites de estabilidade de geradores síncronos quando do desequilíbrio entre a potência mecânica da máquina e a potência elétrica do gerador devido a contingências no sistema. São usados também no amortecimento de oscilações de baixa frequência.

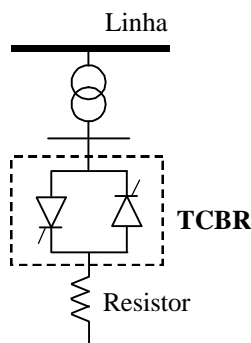


Figura 2.7 - Resistor de frenagem controlado a tiristor.

2.6 - Dispositivos combinados em série

Os dispositivos FACTS combinados em série podem controlar a impedância da linha. Em princípio, todos injetam tensão em série com a linha. Se esta tensão estiver em quadratura com a corrente da linha, somente absorve ou fornece potência reativa. Qualquer outra relação fasorial envolve alteração da potência ativa.

2.6.1 – Compensador Síncrono Estático em Série (*Static Synchronous Series Compensator - SSSC*)

É um gerador síncrono estático operado sem uma fonte de energia externa. Atua como um compensador série cuja tensão de saída está em quadratura com a corrente da linha, com o propósito de aumentar ou diminuir a queda de tensão reativa na linha e, por meio disso, controlar a potência elétrica transmitida. O SSSC pode transitoriamente incluir o armazenamento de energia ou ainda dispositivos de absorção de energia com o objetivo de melhorar o comportamento dinâmico do sistema de potência [2].

O SSSC (Figura 2.8), é um dos mais importantes dispositivos FACTS. É como um STATCOM, exceto que a tensão de saída AC está em série com a linha. Pode ser alimentado a partir de uma fonte de tensão ou a partir de uma fonte de corrente, injetando na linha uma tensão em quadratura com a corrente, parcialmente cancelando a queda de tensão sobre a impedância indutiva da linha causada pela componente fundamental da corrente. Caso possua uma fonte de energia externa, injeta um vetor de tensão de ângulo variável em série com a linha.

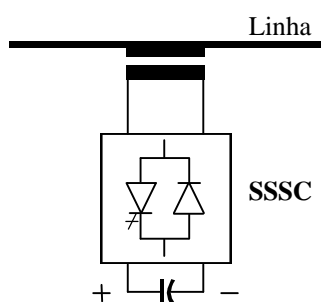


Figura 2.8 - Compensador síncrono estático em série.

2.6.2 – Controlador de Fluxo de Potência entre Linhas (*Interline Power Flow Controller - IPFC*)

Recentemente introduzido, e assim ainda não possui definição pelo IEEE. Uma possível definição é apresentada por [2]: Combinação de dois ou mais compensadores síncronos estáticos série que são acoplados através de um link DC para facilitar o fluxo de potência ativa bidirecional entre os terminais AC dos SSSCs, e controlados para fornecer compensação reativa independente através do ajuste do fluxo de potência ativa em cada linha e manter o fluxo de potência reativa desejado entre as linhas. Pode também incluir um STATCOM para prover compensação reativa shunt, fornecendo ou absorvendo todo o déficit de potência ativa do conjunto de SSSCs.

2.6.3 – Capacitor Série Controlado a Tiristor (*Thyristor Controlled Series Capacitor - TCSC*)

É um compensador composto por um banco de capacitores em série com a linha e por um indutor controlado a tiristores (em paralelo). Através do ajuste da reatância do indutor é possível controlar continuamente a impedância resultante do compensador, e desta forma, a impedância série da linha [2].

O TCSC (Figura 2.9) é constituído por tiristores convencionais (sem bloqueio pelo gatilho). Assim como o reator controlado a tiristor (TCR), o TCSC possui um reator variável conectado em paralelo com o capacitor. Quando o ângulo de disparo do tiristor for 180° , o reator não conduz e o capacitor fica com a sua impedância nominal. À medida que o ângulo de disparo decresce de 180° , a impedância capacitiva aumenta. Quando o ângulo for 90° , o reator conduz o tempo todo, e a impedância total torna-se indutiva já que a impedância do reator é projetada para ser muito menor do que a impedância do capacitor. O TCSC pode ser grande e único, como pode ser constituído de muitas unidades menores, contendo muitos capacitores (pequenos) iguais ou diferentes de modo a se obter um melhor desempenho.

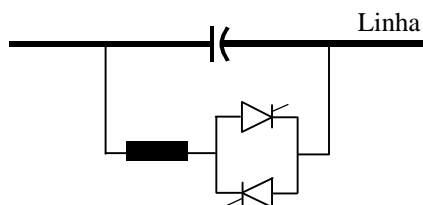


Figura 2.9 - Capacitor série controlado a tiristor (TCSC) ou Capacitor série chaveado a tiristor (TSSC).

2.6.4 – Capacitor Série Chaveado a Tiristor (*Thyristor Switched Series Capacitor - TSSC*)

É um compensador composto por um banco de capacitores em série com a linha e por um indutor chaveado a tiristores (em paralelo). Através do chaveamento do indutor é possível prover um controle da reatância série resultante em degraus [2].

Ao invés de controle contínuo da impedância capacitiva resultante, o TSSC atua chaveando indutores através de tiristores com ângulos de disparo de 90° ou 180° (sem bloqueio pelo gatilho). O controle discretizado leva à redução de custos e à diminuição das perdas (Figura 2.9).

2.6.5 – Reator Série Controlado a Tiristor (*Thyristor Controlled Series Reactor - TCSR*)

É um compensador que consiste de um reator em série com a linha que contém um reator controlado a tiristor em paralelo, de modo a prover uma reatância indutiva série continuamente variável [2].

Quando o ângulo de disparo do tiristor for 180° , ele pára de conduzir e o reator não controlado se comporta como um limitador de corrente de falta (Figura 2.10). À medida que o ângulo decresce de 180° , a impedância nominal decresce até o ângulo de disparo de 90° , quando a indutância nominal passa a ser a combinação dos dois reatores em paralelo. Assim como para o TCSC, o TCSR pode ser grande e único, como também pode ser constituído de muitas unidades menores.

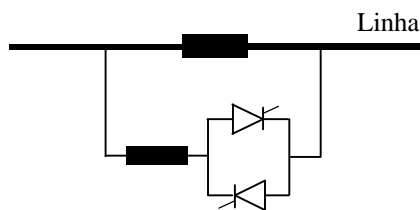


Figura 2.10 - Reator série controlado a tiristor (TCSR) ou Reator série chaveado a tiristor (TSSR).

2.6.6 – Reator Série Chaveado a Tiristor (*Thyristor Switched Series Reactor - TSSR*)

É um compensador que consiste de um reator em série com a linha e que contém um reator chaveado a tiristor em paralelo, de modo a prover um controle da reatância indutiva série em degraus [2].

O TSSR (Figura 2.10) é um complemento do TCSR, mas diferencia-se pelo uso de chaves a tiristores (sem controle do ângulo de disparo) que permanecem completamente ligadas ou desligadas, resultando em uma indutância série escalonada.

2.7 - Dispositivos combinados série-série

De acordo com [2], poderia ser uma combinação de dispositivos FACTS ligados em série, controlados de maneira coordenada em sistemas de transmissão multi-linhas. Ou poderia ser um controlador unificado⁽¹⁾, no qual os FACTS série forneceriam compensações reativas série independentes para cada linha, ao mesmo tempo que transfeririam potência ativa entre elas via *link* de potência.

2.8 - Dispositivos combinados série-shunt

São formados pela combinação de dispositivos FACTS em série e shunt separados e controlados de maneira coordenada, ou então por um controlador de fluxo de potência unificado com elementos em série e em shunt. Em princípio, esses dispositivos injetam corrente no sistema com a parte shunt e tensão com a parte em série. Contudo, quando os controladores estão unificados pode existir troca de potência ativa entre os dispositivos série e shunt [2].

2.8.1 – Controlador Unificado de Fluxo de Potência (*Unified Power Flow Controller - UPFC*)

É uma combinação de um compensador síncrono estático (STATCOM) com um compensador síncrono estático em série (SSSC) ligados por um link DC para permitir fluxo de potência ativa entre a saída série do SSSC e a saída shunt do STATCOM. São controlados para fornecer simultaneamente compensação ativa e reativa série e shunt à linha, sem o uso de uma fonte de energia elétrica externa. O UPFC, por meio da injeção de tensão série sem restrição de ângulo, pode controlar simultaneamente ou seletivamente a tensão de transmissão na linha, a impedância e o ângulo ou, alternativamente, o fluxo de potência ativa e reativa na linha [2].

Em um UPFC, a potência ativa para a unidade em série (SSSC) é obtida da linha através da unidade shunt (STATCOM), sendo que esta também é usada para o controle de tensão por meio do controle da potência reativa, conforme Figura 2.11.

⁽¹⁾ Os terminais DC de todos os conversores estão combinados juntos para transferência de potência ativa.

Este é um dispositivo FACTS completo, com capacidade de controlar tanto as potências ativa e reativa através da linha quanto a tensão nos terminais da mesma. É constituído de dois elementos controláveis: uma fonte de tensão inserida em série com a linha e uma fonte de corrente conectada em shunt. Tanto a magnitude quanto o ângulo da fonte de tensão podem ser livremente regulados, enquanto que somente a magnitude da corrente é variável com relação ao seu ângulo de fase (90° com relação à tensão no ponto de conexão). Dada a sua abrangência de atuação, torna-se mais efetivo no controle do sistema elétrico em casos de contingências [10].

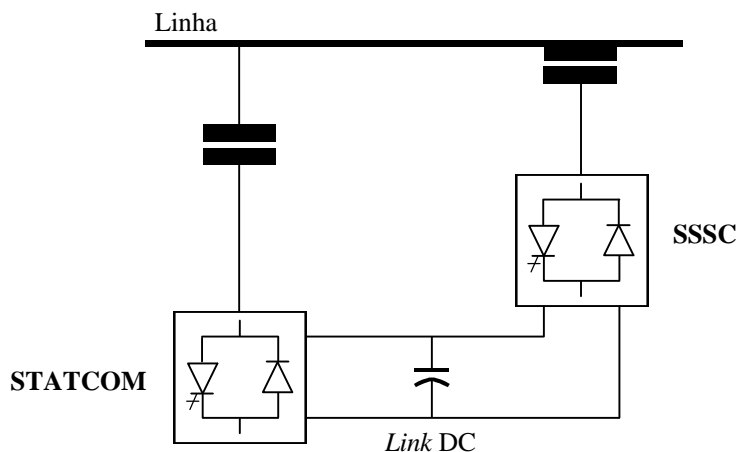


Figura 2.11 - Controlador unificado de fluxo de potência.

2.8.2 – Transformador Defasador Controlado a Tiristor (*Thyristor Controlled Phase Shifting Transformer - TCPST*)

É um transformador defasador controlado por chaves a tiristores, de modo a fornecer rápida variação do ângulo de fase [2].

A função básica de um dispositivo de mudança de fase é a de prover um meio de controlar o fluxo de potência em uma linha de transmissão. Isto é feito pela modificação do ângulo de fase da tensão através da inserção de uma tensão variável em quadratura com a tensão da linha de transmissão. A fase da tensão de saída pode então ser variada, com relação à tensão de entrada, pela simples variação da magnitude da tensão em quadratura (Figura 2.12).

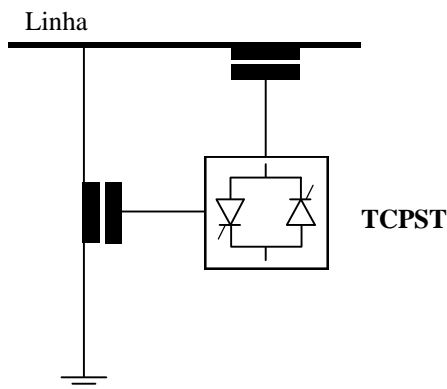


Figura 2.12 - Transformador defasador controlado a tiristor.

Os dispositivos para mudança de fase convencionais são empregados para alterar o fluxo de potência em regime permanente. Já em casos de contingências, é necessário que os dispositivos tenham capacidade de mudança rápida de ângulo de fase. Esta característica é obtida com a utilização de um TCPST. Este dispositivo também é conhecido como Regulador de Ângulo de Fase Controlado a Tiristor (*Thyristor Controlled Phase Angle Regulator – TCPAR*).

2.8.3 – Controlador de Potência entre Fases (*Interphase Power Controller - IPC*)

É um controlador de potência ativa e reativa conectado em série consistindo, em cada fase, de ramos indutivos e capacitivos submetidos à modificação da fase tensão. As potências ativa e reativa podem ser fixadas independentemente pelo ajuste de fase e/ou pelos ramos de impedâncias, através de chaves mecânicas ou eletrônicas. No caso particular onde a impedância indutiva ou capacitiva formam um par conjugado, cada terminal do IPC se torna uma fonte de corrente dependente da tensão do outro terminal [2].

2.9 - Transmissão em Corrente Contínua de Alta Tensão (*High Voltage Direct Current - HVDC*)

A transmissão em corrente contínua de alta tensão não está dentro da definição de FACTS feita no item 2.2.1, mas é importante reconhecer que geralmente, as tecnologias dos HVDCs e dos FACTS são complementares ou possuem a possibilidade de serem combinadas com os conversores apresentados (Figura 2.13).

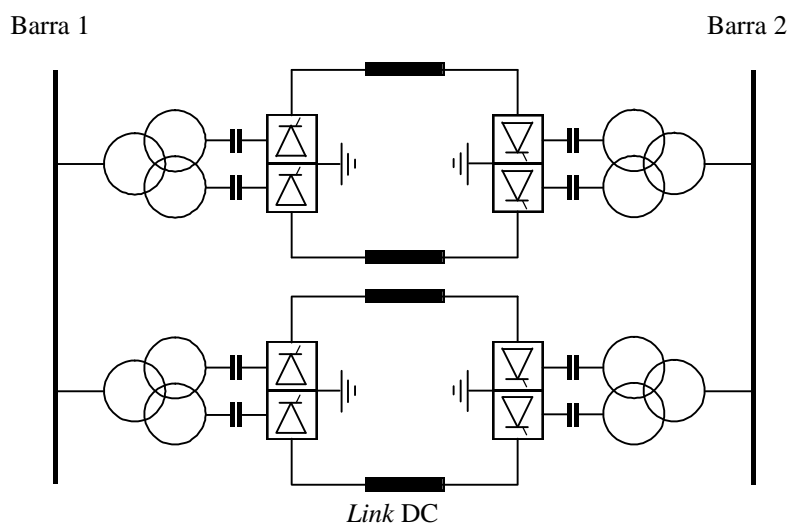


Figura 2.13 – Sistema HVDC bipolar.

O controle do fluxo de potência em um HVDC é feito pela regulação do ângulo de disparo dos tiristores em um dos terminais (geralmente o inversor), que mantém a tensão constante sobre o *link* DC e, no outro terminal (geralmente o retificador), há controle da corrente. A corrente flui em função da queda de tensão que se verifica sobre a resistência da linha (*link*). A transmissão HVDC é geralmente usada para a conexão de sistemas assíncronos, ou para longas linhas aéreas ou submarinas onde forem mais econômicas que as conexões AC [6, 11].

2.10 - FACTS: Estado da Arte

Os dispositivos FACTS encontram-se atualmente em vários estágios de maturidade e, conforme [6], de acordo com a situação de desenvolvimento, podem ser divididos em duas categorias gerais:

- dispositivos cujas instalações existem; e
- dispositivos cujo trabalho de desenvolvimento está em andamento mas que ainda não resultaram em protótipos.

2.10.1 – Dispositivos FACTS existentes

Os dispositivos FACTS que existem comercialmente ou que estão em fase de protótipos incluem basicamente [12]:

- **SVC:** têm sido usados desde o início dos anos 60, mas somente passaram a ser utilizados no controle de tensão de sistemas de transmissão no final dos anos 70, constituindo-se nos mais importantes dos dispositivos FACTS. A precisão, a disponibilidade e a rápida resposta permite um alto desempenho no controle de tensão em regimes permanente e transitório em relação à compensação shunt convencional. Também são usados no amortecimento de oscilações de potência, na melhoria da estabilidade transitória e na redução de perdas sistêmicas através da otimização do controle da potência reativa.
- **TCSC:** são uma extensão dos capacitores série convencionais através da adição de um reator controlado a tiristor em paralelo com o capacitor, o que permite uma contínua e rápida variação da compensação série do sistema. Os principais benefícios dos TCSCs são o amortecimento de oscilações eletromecânicas, o aumento da energia transferida, o amortecimento de ressonâncias subsíncronas e o controle do fluxo de potência nas linhas.

- **STATCOM:** são SVCs constituídos de GTOs (tiristores com extinção pelo gatilho) e estão operando há aproximadamente 5 anos.
- **UPFC:** combinam os benefícios do STATCOM com os do TCSC.

Alguns exemplos de aplicações de dispositivos FACTS:

- **Brasil** (Interligação Norte-Sul): opera desde 1999 e está equipada com Capacitores Série e TCSCs para amortecer oscilações inter-áreas;
- **EUA** (sistema WAPA): TCSC instalado na subestação de Kayenta, Arizona (1992);
- **EUA** (subestação de Sullivan, Tennessee): STATCOM para compensação da linha de transmissão. É o primeiro STATCOM dos EUA e foi comissionado no final do ano de 1995;
- **EUA** (Estação Inez – AEP, Kentucky): UPFC para suporte de tensão e controle do fluxo de potência. É o primeiro UPFC do mundo e foi comissionado em meados de 1998;
- **Interconexão australiana** (Sistema Victoria e New South Wales): envolveu distâncias superiores a 2200 km com tensões de até 500 kV, e um intercâmbio de 500 MW. Utiliza SVCs compostos de dois capacitores chaveados a tiristor e um reator chaveado a tiristor. São combinados de modo a fornecer degraus uniformes em toda a faixa de funcionamento. Opera comercialmente desde 1990;
- **África do Sul** (Sistema Kwazulu-Natal): instalados três SVCs nos maiores centros de carga para fornecer um melhor controle de tensão. Opera desde 1995;
- **Indonésia** (Subestação de Jember): SVC para atender a uma faixa de reativos de -25 Mvar a 50 Mvar. Opera desde 1995; e
- Muitas instalações em todo o mundo, desde a década de 70, para utilização em: controle de tensão no sistema de transmissão e amortecimento de oscilações de potência (variação típica de 60 a 600Mvar) [5].

2.10.2 – Dispositivos FACTS: desenvolvimentos futuros

Futuros desenvolvimentos incluem a combinação dos dispositivos existentes, por exemplo, combinando um STATCOM com um TSC para estender a faixa operativa. Além disso, sistemas de controle mais sofisticados irão melhorar a operação dos FACTS, enquanto que os avanços na tecnologia dos semicondutores podem reduzir custos e estender a sua faixa operativa.

Estão em desenvolvimento os seguintes dispositivos:

- Transformador Defasador Controlado a Tiristor (TCPST)
- Controlador de Fluxo de Potência Unificado (UPFC)
- Resistor de Frenagem Controlado a Tiristor (TCBR)
- Compensador Síncrono Estático em Série (SSSC)
- Controlador de Potência entre Fases (IPC)

2.11 - Considerações finais

Neste Capítulo foram introduzidos os tipos e as características básicas dos principais dispositivos FACTS, classificando-os de acordo com a forma aos quais estão conectados à rede de transmissão. Foram também apresentadas informações gerais sobre os semicondutores empregados e a forma como estes equipamentos atuam no sistema de potência.

Salienta-se que, atualmente, os tipos mais difundidos comercialmente apontam para o SVC e para o TCSC [2]. Esta afirmação pressupõe a existência de uma maior quantidade de informações sobre a aplicação destes dispositivos FACTS em sistemas de potência reais, ao mesmo tempo em que sugere que a aquisição dos mesmos resultaria em custos atraentes.

Assim sendo, a partir do próximo capítulo serão avaliados com maior profundidade o comportamento do SVC e do TCSC aplicados a um sistema de potência real, descrevendo-se a modelagem a ser utilizada para a análise em regime permanente e dinâmica.

CAPÍTULO 3

SVC E TCSC: MODELAGEM PARA ESTUDOS DE REGIME PERMANENTE E ESTABILIDADE DINÂMICA

3.1 - Introdução

Neste Capítulo são analisados os dispositivos FACTS mais difundidos no mercado atualmente: SVC e TCSC. Esses dispositivos são apresentados individualmente. Analisa-se a influência que exercem junto aos sistemas aos quais estão associados, e além disso, são apresentados os modelos utilizados para estudos em simulação numérica.

Para a modelagem em regime permanente, são determinadas as expressões que descrevem o comportamento desses FACTS com o objetivo de introduzi-los em simulações de fluxo de potência. Para os estudos de estabilidade dinâmica, são apresentados os diagramas de blocos com as principais funções utilizadas no controle dinâmico.

3.2 – Fluxo de potência em uma linha de transmissão

A Figura 3.1 apresenta o equivalente π para uma linha de transmissão longa.

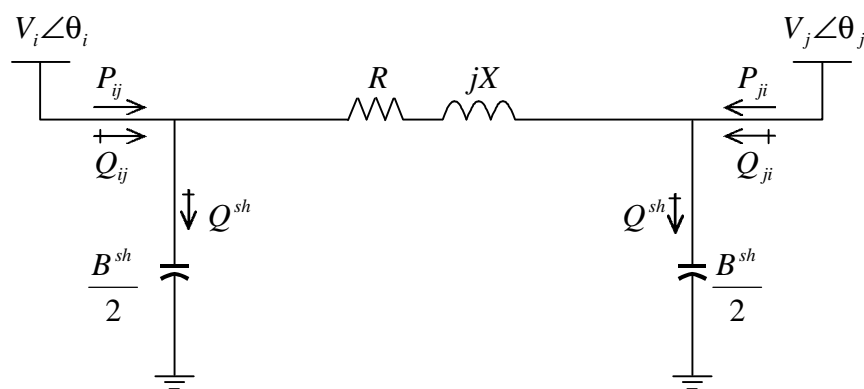


Figura 3.1 – Modelo π de uma linha de transmissão.

Onde:

- R - resistência série da linha de transmissão
- X - reatância série da linha de transmissão

- B^{sh} - susceptância *shunt* da linha de transmissão
 V_i, V_j - módulo das tensões nas barras terminais do circuito entre i e j
 θ_i, θ_j - ângulo das tensões nas barras terminais do circuito entre i e j
 $\dot{I}_{ij}, \dot{I}_{ji}$ - correntes complexas na linha
 P_{ij} - fluxo de potência ativa no circuito entre i e j
 Q_{ij} - fluxo de potência reativa no circuito entre i e j
 Q^{sh} - potência reativa injetada pelo elemento *shunt* conectado à barra i

O fluxo de potência transferido através da linha é determinado pelas magnitudes e ângulos de fase das tensões terminais e pelos parâmetros da linha [13].

Sendo:
$$\dot{I}_{ij} = \frac{V_i \angle \theta_i - V_j \angle \theta_j}{R + jX} \quad \dot{I}_{ji} = \frac{V_j \angle \theta_j - V_i \angle \theta_i}{R + jX}$$

e

$$\dot{S}_{ij} = \dot{V}_i \dot{I}_{ij}^* = P_{ij} + jQ_{ij} \quad \dot{S}_{ji} = \dot{V}_j \dot{I}_{ji}^* = P_{ji} + jQ_{ji}$$

tem-se

$$P_{ij} = \frac{1}{R^2 + X^2} [RV_i^2 - RV_i V_j \cos \theta_{ij} + XV_i V_j \text{sen} \theta_{ij}] \quad (3.1)$$

$$Q_{ij} = Q^{sh} + \frac{1}{R^2 + X^2} [XV_i^2 - XV_i V_j \cos \theta_{ij} - RV_i V_j \text{sen} \theta_{ij}] \quad (3.2)$$

$$P_{ji} = \frac{1}{R^2 + X^2} [RV_j^2 - RV_i V_j \cos \theta_{ij} - XV_i V_j \text{sen} \theta_{ij}] \quad (3.3)$$

$$Q_{ji} = Q^{sh} + \frac{1}{R^2 + X^2} [XV_j^2 - XV_i V_j \cos \theta_{ij} + RV_i V_j \text{sen} \theta_{ij}] \quad (3.4)$$

As expressões (3.1) a (3.4) descrevem os fluxos de potência ativa e reativa entre duas barras i e j . Considerando que a relação X/R é alta (o que normalmente acontece em linhas de Alta Tensão e Extra Alta Tensão), então $R \cong 0$. Considerando ainda, que existe um perfil plano $V_i = V_j$, a característica do fluxo de potência entre as barras i e j em função dos ângulos θ_i e θ_j passa a ser dada por:

$$P_{ij} = \frac{1}{X} [V_i V_j \text{sen} \theta_{ij}] \quad (3.5)$$

Ou seja, o fluxo de potência depende da diferença entre os ângulos das barras, conforme apresentado Figura 3.2.

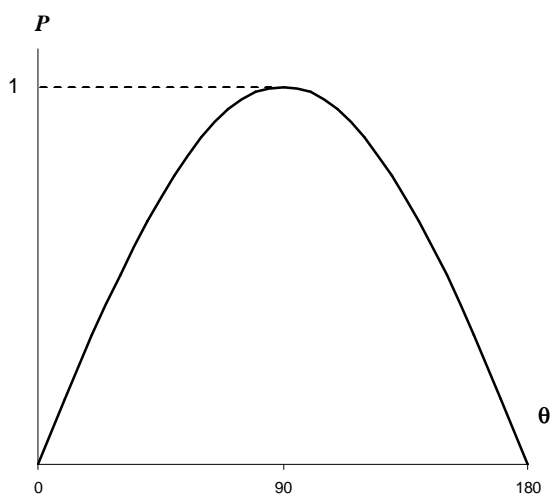


Figura 3.2 – Fluxo de potência ativa versus ângulo θ .

3.3 - Modelo do Problema de Fluxo de Potência

O comportamento estático de um sistema de potência é descrito, matematicamente, por um conjunto de equações algébricas não-lineares denominado problema de fluxo de potência. As equações básicas do fluxo de potência são obtidas impondo-se a conservação da potência ativa e reativa em cada nó da rede, isto é, a potência líquida injetada para cada nó do sistema deve ser igual à soma das potências que fluem pelos circuitos, pelas cargas e pelos elementos *shunts* conectados a este nó. Esta imposição é equivalente à Primeira Lei de Kirchhoff. A Segunda Lei de Kirchhoff é utilizada para expressar os fluxos de potência nos elementos do sistema como função das tensões nos seus terminais, a exemplo do que foi demonstrado no item 3.2 [14].

O problema do fluxo de potência é formado derivando-se duas equações para cada barra, cada uma delas referente ao balanço da potência ativa e reativa, correspondendo à Primeira Lei de Kirchhoff [15]:

$$P_i = \sum_{j \in \Omega_i} P_{ij}(V_i, V_j, \theta_i, \theta_j) \quad (3.6)$$

$$Q^{sh} + Q_i = \sum_{j \in \Omega_i} Q_{ij}(V_i, V_j, \theta_i, \theta_j) \quad (3.7)$$

onde: Ω_i - conjunto das barras vizinhas à barra i

P_i - potência ativa injetada na barra

Q_i - potência reativa injetada na barra

Q^{sh} - potência reativa *shunt*

Considerando-se um problema no qual são dados P_i e Q_i para as barras de carga **PQ**, P_i e V_i para as barras de geração **PV**, e V_i e θ_i para a barra de referência **V θ** , pode-se efetuar o cálculo de V_i e θ_i nas barras **PQ**, θ_i e Q_i nas barras **PV**, e P_i e Q_i na barra de referência **V θ** . Uma vez resolvido este problema, será conhecido o estado V_i e θ_i para todas as barras da rede, o que torna possível o cálculo de outras variáveis de interesse, como os fluxos de potência nas linhas de transmissão e nos transformadores, por exemplo. A determinação de V_i e θ_i consiste então na solução do seguinte sistema de equações algébricas não-lineares [15]:

$$\Delta P_i = P_i^{esp} - P_i(V, \theta) = 0 \quad \text{para as barras PQ e PV} \quad (3.8)$$

$$\Delta Q_i = Q_i^{esp} - Q_i(V, \theta) = 0 \quad \text{para as barras PQ} \quad (3.9)$$

onde V e θ são vetores da magnitude e ângulo das tensões nas barras, e P_i^{esp} e Q_i^{esp} os valores de potência ativa e reativa especificados, respectivamente.

Aplicando-se o método de Newton às equações (3.8) e (3.9), e colocando o sistema linear resultante na forma vetorial tem-se:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \partial P / \partial \theta & \partial P / \partial V \\ \partial Q / \partial \theta & \partial Q / \partial V \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (3.10)$$

onde:

- ΔP - variação incremental da potência ativa nas barras **PQ** e **PV**
- ΔQ - variação incremental da potência reativa nas barras **PQ**
- ΔV - variação incremental do módulo da tensão nas barras **PQ**
- $\Delta \theta$ - variação incremental do ângulo da tensão nas barras **PQ** e **PV**

A equação (3.10) pode ainda ser descrita como:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \mathbf{J} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (3.11)$$

onde: \mathbf{J} - matriz Jacobiana do problema de fluxo de potência.

3.4 - Modelo para a representação dos dispositivos FACTS em regime permanente

A representação de dispositivos de controle em regime permanente em sistemas elétricos de potência pode ser realizada essencialmente de duas maneiras: ajustes alternados e ajustes implícitos. No modelo de ajustes alternados, as variáveis de controle são escritas em função das variáveis de estado do fluxo de potência e atualizadas a cada passo de solução do sistema de equações lineares. A utilização deste método não é recomendada atualmente porque tende a apresentar problemas numéricos de convergência.

Na metodologia de ajustes implícitos, as equações de controle são representadas de forma linearizada conjuntamente com as equações do problema de fluxo de potência, expressas de forma esquemática conforme equação (3.12) [16]:

$$\begin{bmatrix} \Delta \mathbf{P} \\ \Delta \mathbf{Q} \\ \Delta \mathbf{y} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{J} & \left| \begin{array}{l} \partial \mathbf{P} / \partial \mathbf{x} \\ \partial \mathbf{Q} / \partial \mathbf{x} \end{array} \right. \\ \hline \partial \mathbf{y} / \partial \theta & \partial \mathbf{y} / \partial \mathbf{V} & \left| \begin{array}{l} \partial \mathbf{y} / \partial \mathbf{x} \end{array} \right. \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta \mathbf{V} \\ \Delta \mathbf{x} \end{bmatrix} \quad (3.12)$$

onde:

\mathbf{x} - variável de controle

\mathbf{y} - variável controlada

$\Delta \mathbf{x}$ - vetor das correções nas variáveis associadas aos dispositivos FACTS

$\Delta \mathbf{y}$ - vetor de resíduos dado por $\Delta \mathbf{y} = \mathbf{y}^{\text{esp}} - \mathbf{y}^{\text{calc}}$

sendo \mathbf{y}^{esp} o valor especificado da quantidade sendo controlada e \mathbf{y}^{calc} seu valor calculado.

Estas equações descrevem uma formulação aumentada para solução do fluxo de potência, flexível à modelagem de dispositivos de controles FACTS [14].

3.5 – Modelagem para estudos de estabilidade dinâmica

Os estudos de estabilidade de sistemas são divididos em dois grandes grupos:

- **estabilidade dinâmica** ou para **pequenas perturbações**: é o estudo da resposta do sistema para pequenas perturbações, ou seja, é a habilidade que possui o sistema de manter o sincronismo quando sujeito a pequenos distúrbios. Neste contexto, um distúrbio é considerado pequeno se as equações que descrevem a resposta do sistema puderem ser linearizadas para o propósito da

análise. Nestes estudos, podem ser usados modelos lineares para a modelagem dos componentes do sistema, e portanto, a teoria de sistemas lineares; e

- **estabilidade transitória:** é a capacidade das máquinas do sistema de manterem o sincronismo quando ocorrem grandes perturbações. Neste caso há a necessidade da utilização de modelos não-lineares para a modelagem dos componentes [17 - 22].

Em estudos de estabilidade dinâmica, a obtenção do modelo linearizado do sistema elétrico pode ser realizado utilizando diversas abordagens. Tem sido discutido na literatura o uso de matriz aumentada, formulada em termos de variáveis de estado e algébricas. A formulação da matriz aumentada preserva a identidade das variáveis de estado e algébricas, além de permitir conservar a identidade das barras diferentes das de geração. Como consequência, podem ser modelados e incluídos naturalmente os diversos componentes do sistema elétrico, inclusive os dispositivos FACTS [19, 20].

O comportamento de um sistema dinâmico pode ser descrito por um conjunto de equações diferenciais ordinárias não-lineares de primeira ordem [18]:

$$\begin{aligned}\dot{\mathbf{x}} &= \mathbf{f}(\mathbf{x}, \mathbf{z}, \mathbf{u}) \\ 0 &= \mathbf{g}(\mathbf{x}, \mathbf{z}, \mathbf{u})\end{aligned}\tag{3.13}$$

sendo \mathbf{x} as variáveis de estado, \mathbf{z} as variáveis algébricas, \mathbf{u} o vetor de entrada do sistema e as variáveis de saída y dadas por:

$$y = \mathbf{h}(\mathbf{x}, \mathbf{z})\tag{3.14}$$

Linearizando as equações que descrevem o sistema de potência ao redor de um ponto de operação (x_0, z_0) fornecido pelo fluxo de potência, pode-se construir o seguinte sistema de equações (matriz aumentada):

$$\begin{aligned}\begin{bmatrix} \Delta \dot{\mathbf{x}} \\ 0 \end{bmatrix} &= \begin{bmatrix} \mathbf{J}_1 & \mathbf{J}_2 \\ \mathbf{J}_3 & \mathbf{J}_4 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \mathbf{x} \\ \Delta \mathbf{z} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \mathbf{b}_1 \\ \mathbf{b}_2 \end{bmatrix} \Delta \mathbf{u} \\ y &= \begin{bmatrix} \mathbf{c}_1 & \mathbf{c}_2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \mathbf{x} \\ \Delta \mathbf{z} \end{bmatrix}\end{aligned}\tag{3.15}$$

onde:

$$\begin{bmatrix} \mathbf{J}_1 & \mathbf{J}_2 \\ \mathbf{J}_3 & \mathbf{J}_4 \end{bmatrix} \quad \text{matriz aumentada}$$

$$\mathbf{b}_1, \mathbf{b}_2 \quad \text{vetores coluna de entrada}$$

$$\mathbf{c}_1, \mathbf{c}_2 \quad \text{vetores linha de saída}$$

Como pode ser observado, a representação da matriz aumentada pelo conjunto de equações (3.15) permite preservar a identidade das variáveis de estado e algébricas.

A representação em termos de variáveis de estado pode ser obtida eliminando-se as variáveis algébricas das equações diferenciais [19, 20], resultando em:

$$\begin{aligned}\dot{\Delta x} &= A\Delta x + B\Delta u \\ y &= C\Delta x + D\Delta u\end{aligned}\tag{3.16}$$

onde:

$$\mathbf{A} = \mathbf{J}_1 - \mathbf{J}_2(\mathbf{J}_4)^{-1}\mathbf{J}_3$$

$$\mathbf{B} = \mathbf{b}_1 - \mathbf{J}_2(\mathbf{J}_4)^{-1}\mathbf{b}_2$$

$$\mathbf{C} = \mathbf{c}_1 - \mathbf{c}_2(\mathbf{J}_4)^{-1}\mathbf{J}_3$$

$$\mathbf{D} = -\mathbf{c}_2(\mathbf{J}_4)^{-1}\mathbf{b}_2$$

As equações diferenciais que representam o SVC e TCSC são incluídas no modelo (3.15), da mesma forma que as equações algébricas que correspondem à conexão dos equipamentos à rede.

3.6 - Modelagem do SVC

O SVC é formado por um grupo de capacitores e indutores *shunt* controlados por chaveamento de tiristores. Normalmente é utilizado para o controle da tensão nodal, com o objetivo de aumentar a potência ativa transmitida, podendo ser considerado, do ponto de vista operacional, como uma reatância *shunt* variável, gerando ou absorvendo potência reativa em função das variações das condições do sistema ao qual está conectado.

Além disto, pela sua rapidez de atuação, é também utilizado para: prevenir instabilidades de tensão, aumentar a estabilidade transitória e reduzir o amortecimento de oscilações de potência.

3.6.1 – Fluxo de potência em uma linha de transmissão com um SVC

Na Figura 3.3 é representado um Compensador Estático de Reativos associado à uma linha de transmissão, estando conectado no ponto médio entre as barras *i* e *j*. O ponto médio se constitui na melhor localização para a conexão do compensador já que a maior tensão (para uma linha não compensada) ocorre no meio da linha [2].

Este conceito pode ser expandido para o uso de diversos compensadores, localizados em iguais segmentos da linha de transmissão, onde teoricamente, a potência a ser transmitida poderia duplicar a cada segmentação. Além disto, com o aumento do número de segmentos, a variação de tensão ao longo da linha aumentaria, obtendo-se no limite de um caso ideal, um perfil de tensão plano [2].

Considera-se que o compensador troca somente potência reativa com a linha de transmissão.

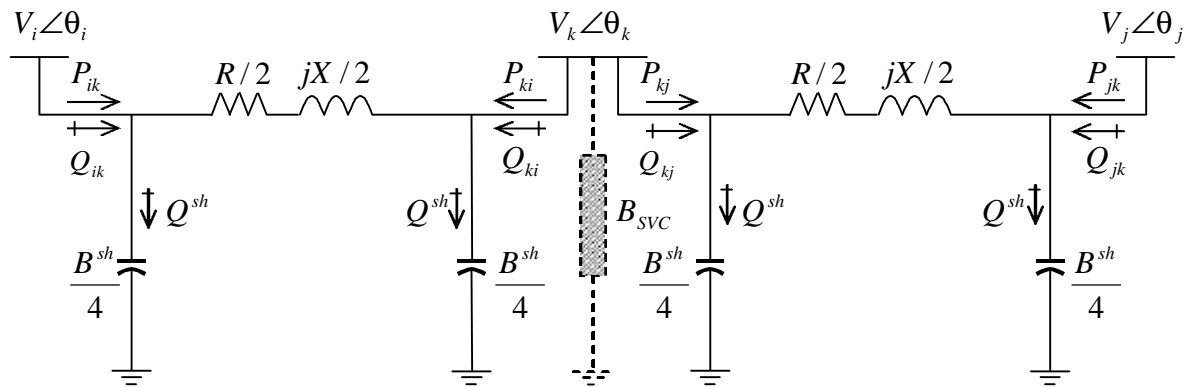


Figura 3.3 – Representação de um SVC associado à uma linha de transmissão.

Seguindo o procedimento adotado no item 3.2, resulta que a potência ativa P_{ik} é dada por:

$$P_{ik} = \frac{2}{R^2 + X^2} \left[RV_i^2 - RV_i V_k \cos \theta_{ik} + XV_i V_k \text{sen} \theta_{ik} \right] \quad (3.17)$$

Considerando $R \cong 0$, $V_i = V_k = V_j$, e dado que

$$\theta_{ik} = \theta_{kj} = \frac{\theta_{ij}}{2}$$

então, a partir de (3.17), resulta:

$$P_{ik} = -P_{jk} = 2 \frac{V^2}{X} \left[\text{sen}(\theta_{ij} / 2) \right] \quad (3.18)$$

Esta expressão está representada graficamente na Figura 3.4 a seguir, juntamente com a expressão de P_{ik} original.

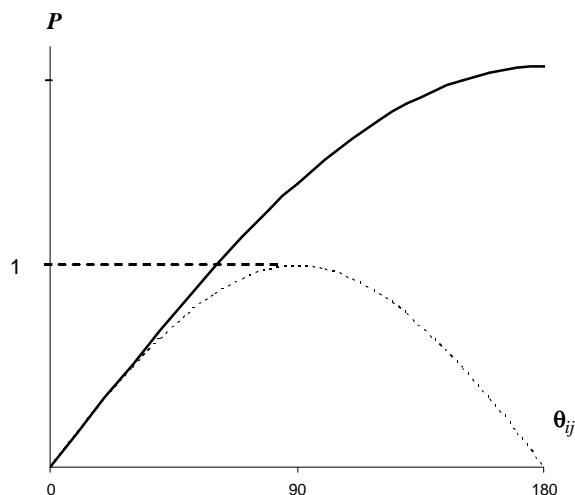


Figura 3.4 – Fluxo de potência ativa entre duas barras com a inclusão de um SVC.

A expressão (3.18), representada na Figura 3.4, mostra que a inclusão do compensador aumenta significativamente a capacidade de transmissão de potência ativa em função do adequado nível de potência reativa injetado (ou absorvido) no meio da linha.

Além do controle de tensão, o SVC pode ter outras aplicações como [2]:

- suporte de tensão em barras remotas de linhas de transmissão radiais para prevenir instabilidades de tensão
- em caso de contingências ou em sistemas pouco amortecidos, proporciona um aumento da margem de estabilidade e amortecimento da oscilação de potência

3.6.2 – Modelagem do SVC para estudos de Regime Permanente

A modelagem do SVC em regime permanente é feita a partir da determinação das expressões que descrevem o compensador em cada uma das faixas de operação. Na Figura 3.5 é representado um Compensador Estático de Reativo associado à uma linha de transmissão, sendo i a corrente gerada (ou absorvida) e v a tensão no barramento de baixa tensão.

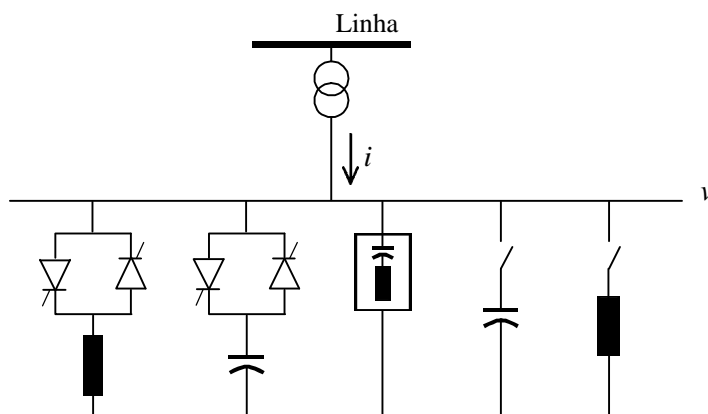


Figura 3.5 – Compensador Estático de Reativo.

Conforme a Figura 3.6, $v = V \cos \omega t$ é a tensão aplicada ao compensador, α o ângulo de disparo do tiristor (medido a partir da passagem pelo pico da tensão) e σ o ângulo de condução. Assim: $\sigma + 2\alpha = \pi$.

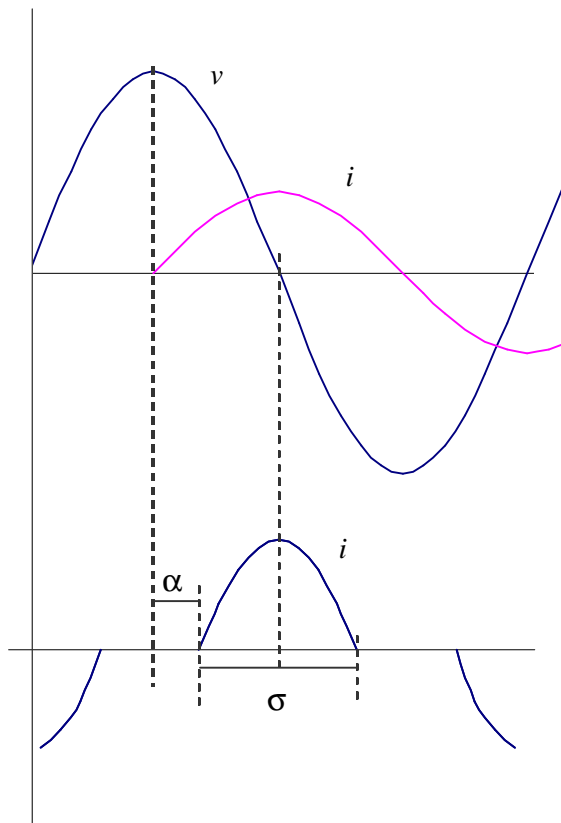


Figura 3.6 – Ângulo de disparo α e ângulo de condução σ .

Como
$$v = L \frac{di}{dt}$$

então
$$i = \frac{V}{\omega L} \int_{\alpha}^{\omega t} \cos \omega t \, d\omega t$$

Desta forma:

- para $\alpha \leq \omega t \leq \pi - \alpha$
$$i = \frac{V}{\omega L} (\text{sen } \omega t - \text{sen } \alpha t)$$
- para $0 < \omega t < \alpha$ e $\alpha + \sigma < \omega t < \pi$
$$i = 0$$

A amplitude I da corrente fundamental no reator pode ser expressa como uma função do ângulo α :

$$I(\alpha) = \frac{V}{\omega L} \left(\frac{\pi - 2\alpha - \text{sen } 2\alpha}{\pi} \right)$$

A susceptância equivalente considerando apenas a componente fundamental da corrente é, portanto, dada por:

$$B(\alpha) = \frac{1}{\omega L} \left(\frac{\pi - 2\alpha - \text{sen } 2\alpha}{\pi} \right) \quad (3.19)$$

A Figura 3.7 relaciona o módulo da tensão e o módulo da corrente. Esta característica depende essencialmente da susceptância resultante, dada pelo ângulo de disparo dos tiristores. Neste caso $B_1 < B_2 < B_{m\acute{a}x}$.

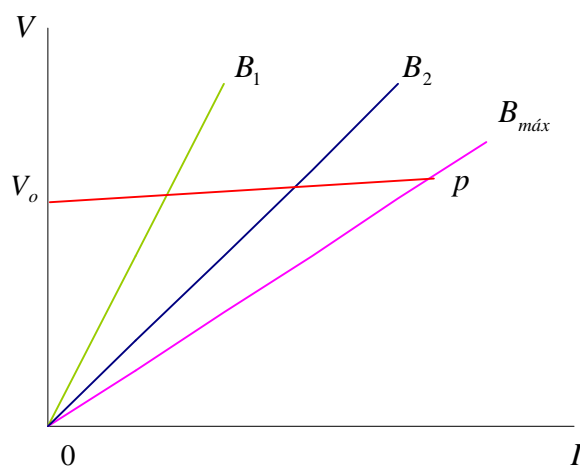


Figura 3.7 - Módulo da tensão x módulo da corrente.

Com $V = V_o$, os tiristores não conduzem, e portanto $I = 0$. Ou seja, V_o é a tensão para a qual o SVC não injeta nem absorve potência reativa. Em regime permanente, σ_o é tal que $B_{indutivo} = B_{capacitivo}$, assegurando que nesta condição o compensador não forneça nem absorva reativos. Quando a tensão aumenta, os tiristores são disparados e as susceptâncias $0 < B < B_{m\acute{a}x}$ são estabelecidas. No entanto, se a tensão aumentar além do ponto p , o ângulo de máxima condução é atingido ($B_{m\acute{a}x}$), passando o sistema a depender somente da susceptância total do compensador. Nesta configuração, o SVC apenas absorve potência reativa pois é constituído

apenas de reatância indutiva. Para que possa absorver ou fornecer potência reativa deve-se utilizar um capacitor fixo, que permita a variação nos dois sentidos.

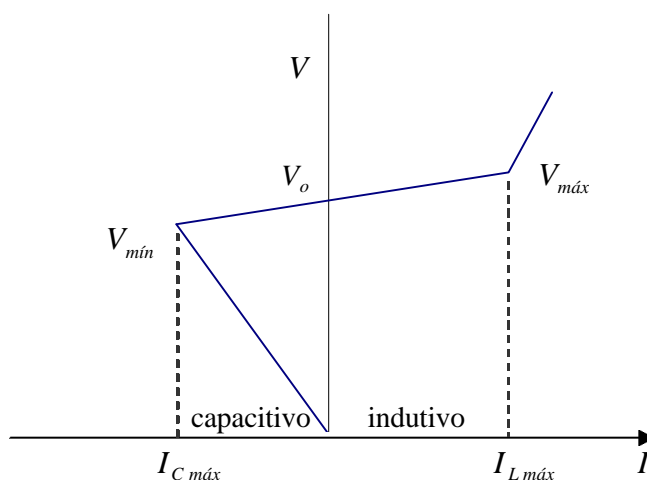


Figura 3.8 - Característica tensão x corrente.

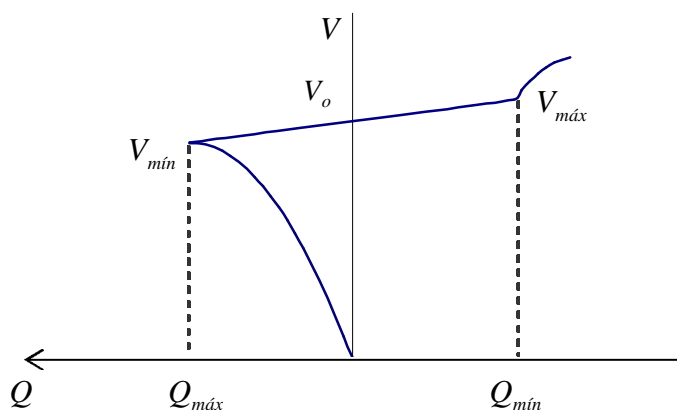


Figura 3.9 - Característica tensão x potência reativa.

As curvas representadas nas Figuras 3.8 e 3.9, apresentam as características do SVC em regime permanente, para os modelos de injeção de corrente e de potência reativa, respectivamente.

A faixa de controle linear é determinada pela susceptância máxima do indutor e pela susceptância total devido aos bancos de capacitores em serviço e à capacitância de filtragem. Nas faixas não lineares, o SVC perde a capacidade de controle e funciona simplesmente como um capacitor ou um indutor, injetando ou absorvendo potência (ou corrente) reativa. A faixa de operação do SVC é definida pelo valor da tensão da barra controlada conforme Tabela 3.1 [16, 23, 24].

Tabela 3.1 - Faixa de tensão de operação do SVC.

Faixa		
Capacitiva	Linear	Indutiva
$V < V_{mín}$	$V_{mín} < V < V_{máx}$	$V < V_{máx}$

Assim, da faixa linear da Figura 3.8 (controle por corrente injetada), tem-se:

$$V = V_o + a'I \quad (3.20)$$

onde:

$$a' = \frac{V_{mín} - V_{máx}}{I_{L máx} - I_{C máx}}$$

$$V_o = \frac{V_{máx} I_{L máx} - V_{mín} I_{C máx}}{I_{L máx} - I_{C máx}}$$

Da faixa linear da Figura 3.9 (controle por potência reativa injetada):

$$V = V_o + a''Q \quad (3.21)$$

onde:

$$a'' = \frac{V_{mín} - V_{máx}}{Q_{máx} - Q_{mín}}$$

$$V_o = \frac{V_{máx} Q_{máx} - V_{mín} Q_{mín}}{Q_{máx} - Q_{mín}}$$

Para as regiões de operação indutiva e capacitiva as equações de controle são idênticas para as duas modelagens, tendo em vista que o equipamento se comporta como uma reatância fixa. Desta forma, para a faixa capacitiva, a equação de controle é dada por:

$$B = \text{cte. (capacitivo)} = \frac{Q_{máx}}{V_{mín}^2} \quad (3.22)$$

e para a faixa indutiva por:

$$B = \text{cte. (indutivo)} = \frac{Q_{mín}}{V_{máx}^2} \quad (3.23)$$

As expressões (3.20) a (3.23), indicam a relação entre a potência reativa injetada pelo compensador numa barra e a correspondente magnitude de tensão nesta barra. Para a representação do SVC no problema do fluxo de potência, considera-se a potência reativa injetada na barra como variável de estado adicional. Para tornar o sistema de equações possível e determinado, uma

equação de controle representando o comportamento deste dispositivo é adicionada ao sistema de equações. Esta equação se altera durante o processo iterativo e é função do ponto de operação do equipamento bem como da modelagem de controle adotada (controle de potência reativa ou de corrente injetada) [16].

Para um SVC localizado numa barra k , controlando o módulo da tensão numa barra i , a estrutura genérica do controle de tensão é dado por (3.24).

$$\begin{bmatrix} \vdots \\ \Delta P_i \\ \Delta Q_i \\ \vdots \\ \Delta P_k \\ \Delta Q_k' \\ \vdots \\ \Delta y \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \dots & \partial P_i / \partial \theta_i & \partial P_i / \partial V_i & \dots & \partial P_i / \partial \theta_k & \partial P_i / \partial V_k & \dots & \partial P_i / \partial x \\ \dots & \partial Q_i / \partial \theta_i & \partial Q_i / \partial V_i & \dots & \partial Q_i / \partial \theta_k & \partial Q_i / \partial V_k & \dots & \partial Q_i / \partial x \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \dots & \partial P_k / \partial \theta_i & \partial P_k / \partial V_i & \dots & \partial P_k / \partial \theta_k & \partial P_k / \partial V_k & \dots & \partial P_k / \partial x \\ \dots & \partial Q_k / \partial \theta_i & \partial Q_k / \partial V_i & \dots & \partial Q_k / \partial \theta_k & \partial Q_k / \partial V_k & \dots & \partial Q_k / \partial x \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \dots & \partial y / \partial \theta_i & \partial y / \partial V_i & \dots & \partial y / \partial \theta_k & \partial y / \partial V_k & \dots & \partial y / \partial x \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \vdots \\ \Delta \theta_i \\ \Delta V_i \\ \vdots \\ \Delta \theta_k \\ \Delta V_k \\ \vdots \\ \Delta x \end{bmatrix} \quad (3.24)$$

onde: $x = Q_{G_k}^{calc}$ = potência gerada pelo SVC; e

$$\Delta Q_k' = -Q_{carg a} - Q_k^{calc} - Q_{G_k}^{calc}$$

y = quantidade controlada

A cada iteração o valor de $Q_{G_k}^{calc}$ é atualizado como mostrado a seguir:

$$Q_{G_k}^{(h+1)} = Q_{G_k}^{(h)} + \Delta Q_{G_k}^{(h)}$$

onde h é o número da iteração.

Observa-se em (3.24) que a equação de controle depende da faixa de operação do SVC e do modelo adotado, então a partir das equações (3.20) a (3.23) pode-se obter o resíduo Δy . A Tabela 3.2 apresenta as equações para cada uma destas situações.

Tabela 3.2 - Resíduo Δy para cada faixa de operação/modelo do SVC.

Modelo	Faixa		
	Capacitiva	Linear	Indutiva
Corrente	$\Delta y = Q_{G_k} - B_{min} V_k^2$	$\Delta y = V_o + a' I_k - V_i$	$\Delta y = Q_{G_k} - B_{max} V_k^2$
Potência Reativa		$\Delta y = V_o + a'' I_k - V_i$	

Dependendo da faixa de operação do compensador, uma destas expressões deverá fazer parte do conjunto de equações que descreve a operação em regime permanente.

3.6.3 – Modelagem do SVC para estudos de estabilidade dinâmica

A Figura 3.10 apresenta uma representação básica de um Compensador Estático de Reativos associado ao seu sistema de controle. Neste caso, um SVC do tipo TCR [21].

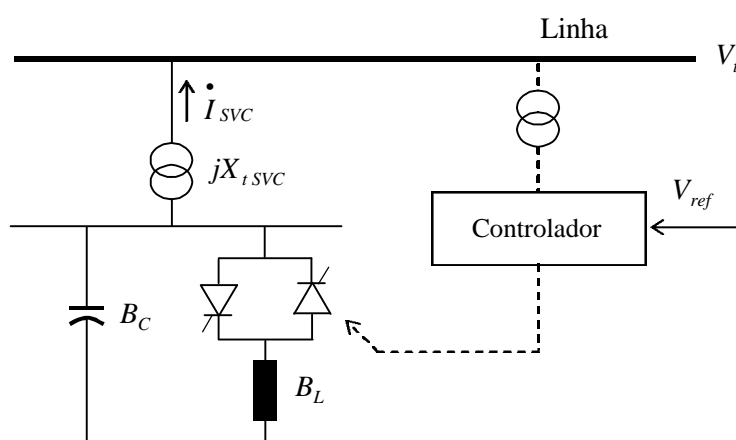


Figura 3.10 - Compensador Estático de Reativos associado aos controles.

A Figura 3.11 mostra o diagrama de bloco de um SVC contendo um sinal estabilizante adicional V_S .

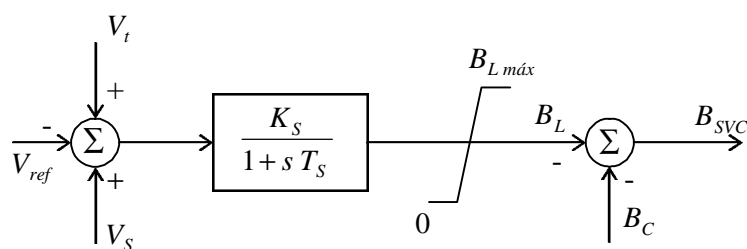


Figura 3.11 - Modelo de primeira ordem do SVC.

onde:

$$B_{SVC} = B_L - B_C = \text{ sinal de saída do SVC}$$

$$B_C = \text{ constante} = \text{ admitância capacitiva do SVC}$$

$$\Delta B_{SVC} = \Delta B_L = \text{ variação do sinal de saída do SVC}$$

$$X_{tSVC} \cong 0 = \text{ reatância do transformador do SVC}$$

$$\begin{aligned} \dot{I}_{SVC} &= \text{corrente injetada pelo SVC} \\ V_t \angle \theta &= V_r + jV_m = \text{tensão de barra terminal do SVC}^{(1)} \end{aligned}$$

O SVC é incluído nas equações da rede como injeção de corrente na barra, incorporando-o conforme a equação:

$$\dot{\mathbf{I}}_{SVC} - \mathbf{Y}_{B_{SVC}} \mathbf{V}_B = 0 \quad (3.25)$$

onde $\dot{\mathbf{I}}_{SVC} = \mathbf{I}_r^{SVC} + \mathbf{I}_m^{SVC}$ é o vetor contendo as partes reais e imaginárias da corrente injetada pelo SVC, $\mathbf{Y}_{B_{SVC}}$ são linhas da matriz \mathbf{Y}_B (matriz admitância de barra) sem a inclusão do SVC e \mathbf{V}_B é o vetor contendo as partes reais e imaginárias das tensões.

Da Figura 3.11, tem-se que:

$$\frac{B_L}{V_t + V_S - V_{ref}} = \frac{K_S}{1 + s T_S} \quad (3.26)$$

Dado que

$$B_{SVC} = B_L - B_C \quad (3.27)$$

$$V_t^2 = V_r^2 + V_m^2 \quad (3.28)$$

a linearização de (3.26) a (3.28) resulta em:

$$\Delta \dot{B}_{SVC} = -\frac{1}{T_S} \Delta B_L + \frac{K_S}{T_S} \left[\frac{V_r}{|V_t|} \Delta V_r + \frac{V_m}{|V_t|} \Delta V_m \right] + \frac{K_S}{T_S} \Delta V_S \quad (3.29)$$

Assim, as expressões (3.25) e (3.29) são incluídas em (3.15), modelando o comportamento dinâmico do SVC.

3.7 - Modelagem do TCSC

O TCSC é composto por um capacitor série em conjunto com um reator controlado por tiristores. Com esta composição, o equipamento é capaz de alterar a sua impedância equivalente impondo diferentes níveis de compensação série à linha de transmissão. A variação da reatância série permite o controle da potência ativa transmitida através da linha de transmissão ao qual esteja conectado.

⁽¹⁾ A notação utilizada segue a usada na literatura.

Assim sendo, os TCSCs podem ser utilizados em sistemas de potência com o objetivo de controlar o fluxo de potência ativa em linhas de transmissão, mas por serem dispositivos controlados e de atuação rápida, são frequentemente utilizados para o amortecimento de oscilações eletromecânicas [16].

3.7.1 – Fluxo de potência em uma linha de transmissão com um TCSC

O TCSC é modelado em regime permanente por uma reatância conectada entre duas barras que varia entre valores especificados, de modo a manter o fluxo de potência ativa de acordo com uma referência. Na Figura 3.12 é representado um TCSC associado à uma linha de transmissão.

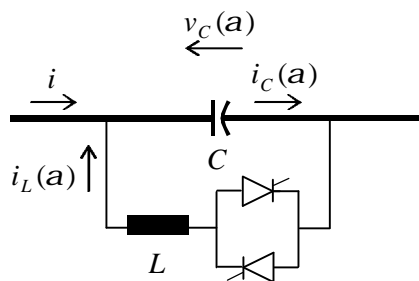


Figura 3.12 - Representação de um TCSC.

A finalidade básica de um TCSC é de prover uma capacitância continuamente variável por meio do cancelamento parcial da capacitância através do TCR, ou seja:

$$\frac{1}{X_{TCSC}} = \frac{1}{X_L(\alpha)} + \frac{1}{X_C}$$

ou então:

$$X_{TCSC} = \frac{X_C X_L(\alpha)}{X_L(\alpha) + X_C} \quad (3.30)$$

A partir de (3.19), tem-se:

$$X_L(\alpha) = \frac{1}{B(\alpha)} = X_L \frac{\pi}{\pi - 2\alpha - \text{sen}\alpha}, \quad X_L \leq X_L(\alpha) < \infty \quad (3.31)$$

onde

$$X_L = \omega L$$

$$X_L(\alpha) = X_L \quad \text{para} \quad \alpha = 0$$

$$X_L(\alpha) \rightarrow \infty \quad \text{para} \quad \alpha \approx \frac{\pi}{2,8}$$

α é o ângulo de atraso medido a partir do pico da tensão no capacitor.

A Figura 3.13 mostra o comportamento da reatância X_{TCSC} em função do ângulo α . O TCSC apresenta um circuito LC ajustável com duas regiões de atuação: à medida que $X_L(a)$ é variado entre $X_L \rightarrow \infty$ e $X_L(\alpha) = \omega L$, o TCSC aumenta a sua impedância capacitiva mínima, $X_{TCSC,min} = X_C = 1/\omega C$ e portanto o grau de compensação capacitiva em série) até a ressonância paralela com $X_C = X_L(\alpha)$. Diminuindo mais $X_L(\alpha)$, a impedância do TCSC torna-se indutiva, chegando no mínimo quando $\alpha = 0$, quando o capacitor é curto-circuitado pelo TCR. O TCSC possui então duas faixas de operação: uma capacitiva com $\alpha_{C\lim} \leq \alpha \leq \pi/2$ e outra indutiva de $0 \leq \alpha \leq \alpha_{L\lim}$.

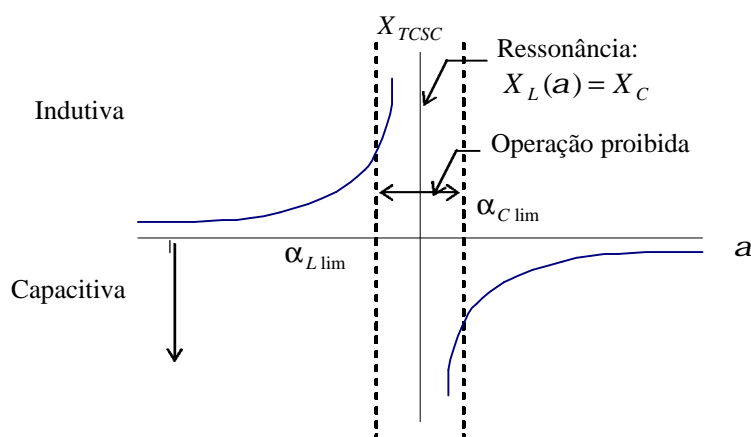


Figura 3.13 - Característica impedância X_{TCSC} x ângulo α .

Na Figura 3.14 é representado um TCSC associado a uma linha de transmissão.

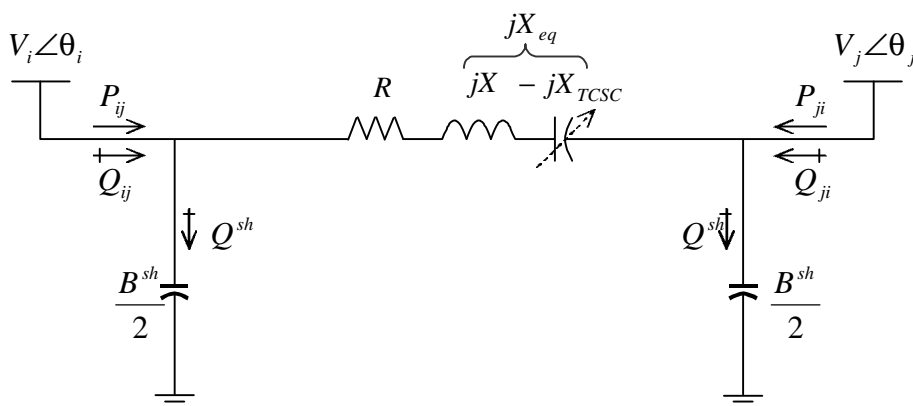


Figura 3.14 – Modelo π de uma linha de transmissão com um TCSC.

O fluxo de potência transferido através da linha é determinado pelas magnitudes e ângulos de fase das tensões terminais e parâmetros da linha [13].

Da Figura 3.14 tem-se:

$$\dot{I}_{ij} = \frac{V_i \angle \theta_i - V_j \angle \theta_j}{R + jX_{eq}} \quad \dot{I}_{ji} = \frac{V_j \angle \theta_j - V_i \angle \theta_i}{R + jX_{eq}}$$

onde

$$X_{eq} = X - X_{TCSC} = (1-k) X$$

sendo k é o grau de compensação série,

$$k = X_{TCSC} / X \quad 0 \leq k < 1$$

Da mesma forma que procedido para o SVC, resulta que a potência ativa P_{ij} é dada por:

$$P_{ij} = \frac{1}{R^2 + X_{eq}^2} \left[RV_i^2 - RV_i V_j \cos \theta_{ij} + X_{eq} V_i V_j \text{sen} \theta_{ij} \right] \quad (3.32)$$

Considerando $R \cong 0$, e um perfil plano de tensões $V_i = V_k = V_j = V$, então de (3.32) resulta:

$$P_{ij} = \frac{V^2}{X_{eq}} \text{sen} \theta_{ij} \quad (3.33)$$

ou

$$P_{ij} = \frac{1}{1-k} \frac{V^2}{X} \text{sen} \theta_{ij} \quad (3.34)$$

De (3.34), conclui-se que o grau de compensação série k está diretamente relacionado ao valor de P_{ij} , ou seja, o aumento de k causa um aumento da potência ativa. A sua diminuição, reduz a potência ativa transmitida (Figura 3.15).

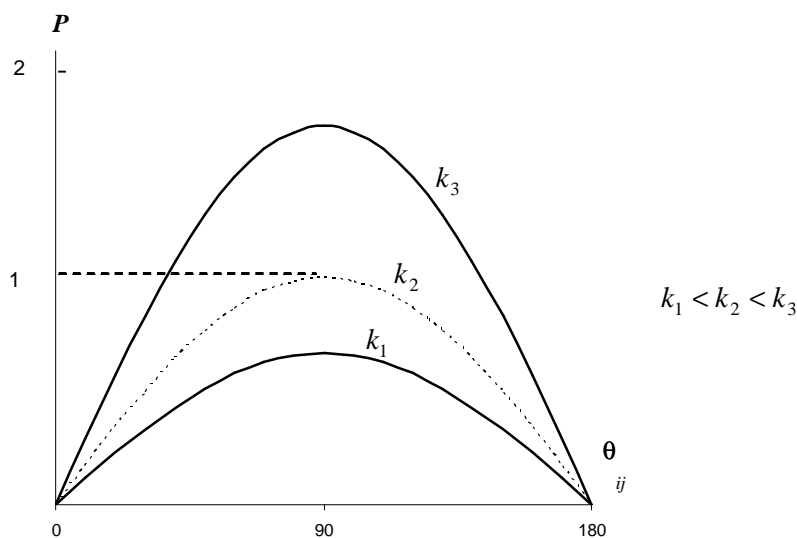


Figura 3.15 – Fluxo de potência ativa x ângulo θ .

Além da propriedade que os TCSCs possuem de controlar o fluxo em linhas de transmissão, podem também ser utilizados para [2]:

- redução da reatância série de modo a também reduzir a variação da tensão terminal, diminuindo assim a possibilidade de colapso de tensão;
- aumento da estabilidade transitória através do aumento da capacidade de transmissão de potência;
- amortecimento de oscilações de potência pela variação da compensação série, neutralizando as oscilações de acelerações e desacelerações provenientes de distúrbios de máquinas;
- amortecimento de oscilações subtransitórias;
- controle do fluxo de potência por caminhos paralelos na rede de transmissão.

3.7.2 – Modelagem do TCSC para estudos de Regime Permanente

Para a representação do TCSC no problema do fluxo de potência a reatância do equipamento X_{TCSC} é considerada como variável de estado adicional. A Figura 3.16 evidencia isso, separando a representação da reatância total do TCSC da representação dos parâmetros da linha de transmissão, a partir do rearranjo da Figura 3.14 [16, 23, 24].

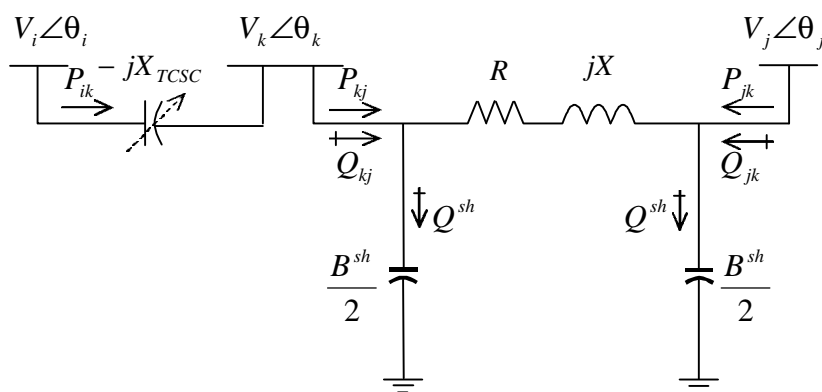


Figura 3.16 – Representação do TCSC associado à uma linha de transmissão.

A equação adicional de controle do TCSC, agora conectado entre as barras i e k , tem como objetivo controlar o fluxo de potência ativa em um valor especificado, P_{ik}^{esp} , e é dada por:

$$P_{ik} = \frac{V_i V_k}{X_{TCSC}} \text{sen}(\theta_i - \theta_k) \quad (3.35)$$

A estrutura genérica do sistema de equações na forma linearizada é mostrada em (3.36).

$$\begin{bmatrix} \vdots \\ \Delta P_i \\ \Delta Q_i \\ \vdots \\ \Delta P_k \\ \Delta Q_k \\ \vdots \\ \Delta y \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \dots & \partial P_i / \partial \theta_i & \partial P_i / \partial V_i & \dots & \partial P_i / \partial \theta_k & \partial P_i / \partial V_k & \dots & \partial P_i / \partial x \\ \dots & \partial Q_i / \partial \theta_i & \partial Q_i / \partial V_i & \dots & \partial Q_i / \partial \theta_k & \partial Q_i / \partial V_k & \dots & \partial Q_i / \partial x \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \dots & \partial P_k / \partial \theta_i & \partial P_k / \partial V_i & \dots & \partial P_k / \partial \theta_k & \partial P_k / \partial V_k & \dots & \partial P_k / \partial x \\ \dots & \partial Q_k / \partial \theta_i & \partial Q_k / \partial V_i & \dots & \partial Q_k / \partial \theta_k & \partial Q_k / \partial V_k & \dots & \partial Q_k / \partial x \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \dots & \partial y / \partial \theta_i & \partial y / \partial V_i & \dots & \partial y / \partial \theta_k & \partial y / \partial V_k & \dots & \partial y / \partial x \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \vdots \\ \Delta \theta_i \\ \Delta V_i \\ \vdots \\ \Delta \theta_k \\ \Delta V_k \\ \vdots \\ \Delta x \end{bmatrix} \quad (3.36)$$

onde: $x = X_{TCSC}$ = reatância total do TCSC; e
 $y = P_{ik}$ = fluxo de potência ativa entre as barras i e k

Além disto:

$$\Delta P_{ik} = P_{ik}^{esp} - P_{ik}^{calc}$$

onde P_{ik}^{calc} é dado por

$$P_{ik}^{calc} = \frac{V_i^{(h)} V_k^{(h)}}{X_{TCSC}^{(h)}} \text{sen} [\theta_i^{(h)} - \theta_k^{(h)}]$$

A atualização de X_{TCSC} é feita por:

$$X_{TCSC}^{(h+1)} = X_{TCSC}^{(h)} + \Delta X_{TCSC}^{(h)}$$

e a nova reatância da linha é dada por:

$$X_{eq}^{(h+1)} = X_{eq}^{(h)} + \Delta X_{eq}^{(h)}$$

3.7.3 – Modelagem do TCSC para estudos de estabilidade dinâmica

Os TCSCs são modelados como uma susceptância variável conectando duas barras, conforme mostrado na Figura 3.17 [21].

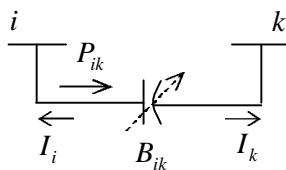


Figura 3.17 – Representação do TCSC associado às barras i e k .

onde: P_{ik} = fluxo de potência ativa na linha $i - k$

B_{ik} = susceptância entre as barras i e k

As injeções de corrente nas barras i e k são descritas como:

$$\dot{\mathbf{I}}_{TCSC} - \mathbf{Y}_{B_{TCSC}} \mathbf{V}_B = 0 \quad (3.37)$$

onde $\dot{\mathbf{I}}_{TCSC}$ é a injeção de corrente devido ao TCSC e $\mathbf{Y}_{B_{TCSC}}$ é a matriz contendo as linhas da matriz \mathbf{Y}_B sem a inclusão do TCSC.

O diagrama de blocos da Figura 3.18 descreve o modelo PI do circuito de controle do TCSC.

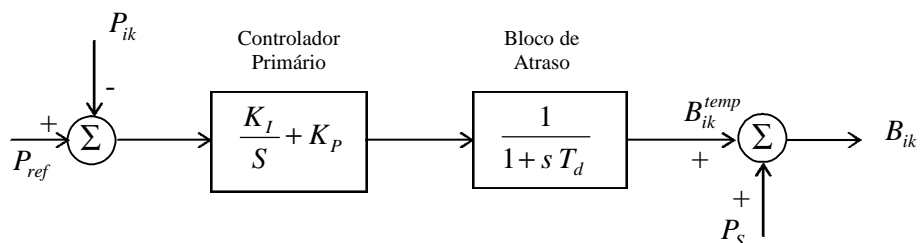


Figura 3.18 – Modelo PI do circuito de controle do TCSC.

onde: K_p = ganho proporcional do controlador PI

K_I = ganho integral do controlador PI

T_d = constante de tempo do atraso no disparo dos tiristores

P_{ref} = potência de referência

P_S = sinal estabilizador = B_{ik}^{stab}

B_{ik}^{temp} = susceptância incremental entre as barras i e k

Da Figura 3.18 resulta que:

$$B_{ik} = B_{ik}^{temp} + B_{ik}^{stab} \quad (3.38)$$

Rearranjando o diagrama de blocos da Figura 3.18, a fim de colocar as variáveis de estado de forma explícita, é obtido o diagrama da Figura 3.19.

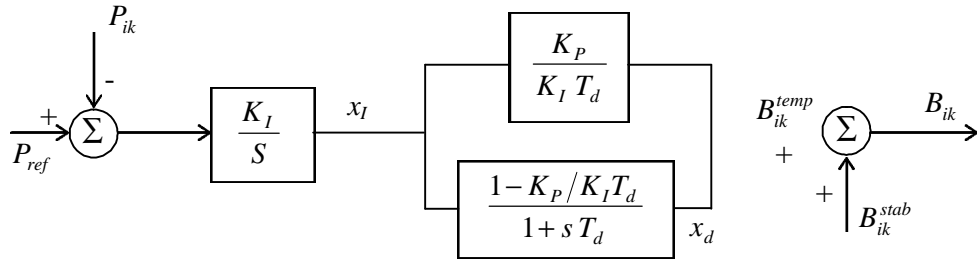


Figura 3.19 – Diagrama de controle do TCSC modificado.

A partir do diagrama modificado da Figura 3.19 e das variáveis de estado auxiliares x_I e x_d , encontram-se as seguintes equações algébrico-diferenciais:

$$\frac{x_I}{P_{ref} - P_{ik}} = \frac{K_I}{S} \quad (3.39)$$

$$\frac{x_d}{x_I} = \frac{1 - K_P/(T_d K_I)}{1 + s T_d} \quad (3.40)$$

$$B_{ik}^{temp} = x_d + \frac{K_P}{T_d K_I} x_I \quad (3.41)$$

Linearizando -se (3.39) a (3.41), resulta:

$$\dot{\Delta x_I} = K_I (\Delta P_{ref} - \Delta P_{ik}) \quad \text{sendo que } \Delta P_{ref} = 0 \quad (3.42)$$

$$\dot{\Delta x_d} = \frac{1}{T_d} \left[1 - \frac{K_P}{T_d K_I} \right] \Delta x_I - \frac{1}{T_d} \Delta x_d \quad (3.43)$$

$$\Delta B_{ik}^{temp} = \Delta x_d + \frac{K_P}{T_d K_I} \Delta x_I \quad (3.44)$$

O fluxo de potência ativa através do TCSC pode ser colocado na seguinte forma linearizada [21]:

$$\Delta P_{ik} = \rho_1 \Delta V_i^r + \rho_2 \Delta V_i^m + \rho_3 \Delta V_k^r + \rho_4 \Delta V_k^m + \rho_5 \Delta B_{ik}^{temp} \quad (3.45)$$

onde

V_i^r e V_i^m = tensão na barra i , parte real e imaginária, respectivamente

V_k^r e V_k^m = tensão na barra k , parte real e imaginária, respectivamente

$$\rho_1 = \frac{\partial P_{ik}}{\partial V_i^r}, \rho_2 = \frac{\partial P_{ik}}{\partial V_i^m}, \rho_3 = \frac{\partial P_{ik}}{\partial V_k^r}, \rho_4 = \frac{\partial P_{ik}}{\partial V_k^m} \text{ e } \rho_5 = \frac{\partial P_{ik}}{\partial B_{ik}^{temp}}$$

A variável de fluxo de potência ativa na equação (3.42) dá lugar a variáveis algébricas. A eliminação de ΔB_{ik}^{temp} que surge em decorrência desta substituição e também da equação (3.44) conduz às seguintes equações diferenciais:

$$\begin{aligned} \dot{\Delta x}_l = & -\rho_1 K_l \Delta V_i^r - \rho_2 K_l \Delta V_i^m - \rho_3 K_l \Delta V_k^r \\ & - \rho_4 K_l \Delta V_k^m - \rho_5 K_l \Delta x_d - \rho_5 \frac{K_p}{T_d} \Delta x_l \end{aligned} \quad (3.46)$$

$$\dot{\Delta x}_d = \frac{1}{T_d} \left[1 - \frac{K_p}{T_d K_l} \right] \Delta x_l - \frac{1}{T_d} \Delta x_d \quad (3.47)$$

Desta forma, as expressões (3.37), (3.46) e (3.47) são incluídas em (3.15), modelando o comportamento dinâmico do TCSC.

3.8 - Comentários finais

Neste Capítulo foram apresentadas as modelagens matemáticas generalizadas para a inclusão de dispositivos FACTS em simulações de fluxo de potência e para estudos de estabilidade dinâmica. Esta abordagem foi particularizada para os dispositivos FACTS mais difundidos no mercado atualmente: o SVC e o TCSC. Além disto, foi demonstrada a capacidade que possuem para elevar o fluxo de potência ativa entre barras da rede de transmissão.

O impacto proporcionado por estes dispositivos sobre o sistema elétrico é objeto de discussão no próximo Capítulo. É apresentado o conceito de **Regiões de Segurança**, que é usado para a quantificação deste impacto através de medidas escalares de desempenho.

CAPÍTULO 4

AVALIAÇÃO DO IMPACTO DOS DISPOSITIVOS FACTS EM SISTEMAS DE POTÊNCIA UTILIZANDO O CONCEITO DE REGIÕES DE SEGURANÇA

4.1 - Introdução

O emprego de dispositivos FACTS é um meio de estender a capacidade das redes de transmissão de potência sem a necessidade de introduzir, por exemplo, novas linhas de transmissão. Isto porque esses dispositivos introduzem novos graus de liberdade na operação dos sistemas de potência por permitirem o ajuste independente de certas variáveis do sistema.

Os FACTS diferenciam-se dos outros tipos de controles, por serem capazes de controlar a reatância série e shunt da linha, o ângulo de fase, ou a combinações destes. Outros dispositivos possibilitam a injeção de tensões em série e/ou em paralelo com a linha que está sendo compensada. Assim, para cada situação existe um dispositivo FACTS que melhor se aplica, ou seja, existe sempre uma solução para aumentar a controlabilidade do sistema.

Do ponto de vista da indústria de energia elétrica, para que os FACTS sejam cada vez mais aceitos, esta controlabilidade adicional, se comparada às alternativas convencionais para expansão da transmissão ou da geração, deve levar a um aumento dos benefícios econômicos.

Neste Capítulo, é apresentada uma forma para quantificar o impacto proporcionado por esses dispositivos em redes de transmissão através do uso do conceito de **Regiões de Segurança**. Este conceito é usado para mensurar o impacto de dispositivos FACTS sobre o comportamento do sistema a partir de medidas escalares de desempenho em regime permanente. Tais medidas são obtidas através da solução de fluxos de potência ótimo dentro da região de segurança [25]. Posteriormente, este conceito é estendido à análise da estabilidade dinâmica.

São apresentados também alguns aspectos relevantes sobre a metodologia utilizada neste trabalho para aplicação desses dispositivos a um sistema real. Nesses casos é demonstrado como o conceito de regiões de segurança se traduz numa eficiente ferramenta para quantificar as diversas alternativas simuladas, e assim, permitir objetivamente qualificar os resultados.

4.2 - O conceito de Regiões de Segurança

Os sistemas de potência são modelados em regime permanente pelas equações de fluxo de carga e por um conjunto de restrições de desigualdades impostas por limites físicos e operacionais.

Se um vetor \mathbf{x} representa as variáveis dependentes em um sistema de transmissão, \mathbf{u} representa as variáveis controláveis e \mathbf{p} os parâmetros do sistema, então as equações que expressam a operação em regime permanente podem ser escritas:

$$\mathbf{g}(\mathbf{x}, \mathbf{u}, \mathbf{p}) = 0 \quad (4.1)$$

$$\mathbf{h}(\mathbf{x}, \mathbf{u}, \mathbf{p}) \geq 0$$

onde $\mathbf{g}(\cdot)$ são as equações de fluxo de carga e $\mathbf{h}(\cdot)$ representa os limites físicos e operacionais do sistema.

A região de segurança associada à uma rede de potência qualquer é dada por:

$$S = \{(\mathbf{x}, \mathbf{u}, \mathbf{p}) / \mathbf{g}(\mathbf{x}, \mathbf{u}, \mathbf{p}) = 0 \text{ e } \mathbf{h}(\mathbf{x}, \mathbf{u}, \mathbf{p}) \geq 0\} \quad (4.2)$$

Portanto S é definido como o conjunto de todas as variáveis de decisão ou de estado de operação que satisfazem a todas as igualdades e desigualdades. Deve-se notar que, na sua forma mais geral, S também inclui as cargas. Isto então permite definir medidas de desempenho de uma rede que inclui a maximização da carga.

Constata-se que região de segurança em sua forma mais geral é um poderoso conceito que representa todos os pontos de operação factíveis de um sistema de potência, e por esta razão, contém todas as informações necessárias para avaliar um determinado sistema.

4.3 - Regiões de Segurança com FACTS

Se designamos $S(F)$ como sendo uma região de segurança com um dispositivo FACTS, F , em uma dada linha de transmissão, então:

$$S(F) \supseteq S \quad (4.3)$$

Ou seja, a região de segurança com FACTS inclui todos os pontos de operação factíveis sem tal dispositivo. É evidente que qualquer vetor \mathbf{x} pertencente à região S original deve também ser pertencente a $S(F)$, ou seja, o conjunto de pontos de operações factíveis com FACTS tipicamente contém não somente os pontos de operação em S , mas muitos outros pontos de

operação. A questão, no entanto, é **o quanto** a região de segurança é maior com um dispositivo FACTS [25].

Considerando agora dois dispositivos FACTS, F_1 e F_2 , onde o primeiro possui mais graus de liberdade do que F_2 , que é um caso especial de F_1 . Se esses dispositivos estiverem localizados no mesmo local de um sistema de potência, então as regiões de segurança correspondentes devem satisfazer a:

$$S(F_1) \supseteq S(F_2) \quad (4.4)$$

A validade da expressão (4.4) pode ser demonstrada pelo fato de que qualquer ponto de operação segura realizável com o FACTS F_2 , possuindo menos graus de liberdade, será também seguro com o arranjo do FACTS mais geral F_1 . O inverso não é necessariamente verdade.

4.4 - A segurança em regime permanente e o fluxo de potência ótimo

Qualquer problema de sistema de potência em regime permanente no qual se busca a minimização ou a maximização de um índice específico, através do ajuste de quantidades controláveis apropriadas, com a solução simultânea das equações de balanço de potência e considerando um conjunto de limites físicos e operacionais, pode ser visto como um problema de Fluxo de Potência Ótimo. A seguir é apresentada a formulação para este problema.

4.4.1 - Formulação do fluxo de potência ótimo

Matematicamente um problema de Fluxo de Potência Ótimo (FPO) pode ser expresso como [26]:

$$\begin{aligned} &\text{Minimizar } f(\mathbf{x}, \mathbf{u}, \mathbf{p}) \\ &\text{sujeito a } \quad \mathbf{g}(\mathbf{x}, \mathbf{u}, \mathbf{p}) = 0 \\ &\quad \quad \quad \mathbf{h}(\mathbf{x}, \mathbf{u}, \mathbf{p}) \geq 0 \end{aligned} \quad (4.5)$$

onde,

- \mathbf{x} - variáveis dependentes
- \mathbf{u} - variáveis controláveis
- \mathbf{p} - parâmetros
- f - função objetivo
- \mathbf{g} - restrições de igualdade
- \mathbf{h} - restrições de desigualdade

As **variáveis de controle** são monitoradas diretamente para se obter a otimalidade desejada, e as **variáveis dependentes** são dependentes das variáveis de controle.

As **restrições de igualdade** correspondem às equações não-lineares da rede elétrica e representam as relações entre as variáveis dependentes e independentes. Estas restrições relacionam os balanços de potência ativa e reativa que podem ser expressos pelos valores totais de potência gerada, consumida e perdas ou pelo balanço de potência de cada barra individualmente. As **restrições de desigualdade**, no entanto, são incluídas no problema para representar os limites físicos dos componentes do sistema elétrico e/ou aspectos de segurança relacionados à operação do sistema.

Um índice a ser otimizado representa uma medida de desempenho, e convencionalmente é designado por **Função Objetivo**. A função objetivo deve ser especificada em consonância com os objetivos dos estudos a serem conduzidos e normalmente expressa um índice que realmente represente as práticas e os objetivos operacionais do sistema.

A representação de (4.5) dá margem a um grande número de metodologias para sua solução. Essas metodologias diferem basicamente em dois aspectos: quanto ao grau de precisão e quanto aos detalhes da modelagem do sistema de potência e a técnica numérica utilizada para o bom uso dos recursos computacionais disponíveis. Dentre essas técnicas, destacam-se as que utilizam funções de penalidade, que visam aproximar problemas de otimização com restrições por problemas de otimização sem restrições. Essa aproximação é obtida adicionando-se, à função objetivo, uma parcela que estabelece uma grande penalidade pela violação das restrições. Esta parcela está associada a um parâmetro que determina a severidade da penalidade, se as restrições forem violadas, de modo que o problema restrito se aproxima do problema restrito original.

O **Método de Pontos Interiores** está entre as técnicas que utilizam esta metodologia. A partir da equação (4.5), convertem-se as restrições de desigualdade em restrições de igualdade, através de uma variável de folga, da seguinte forma:

$$h_i(\mathbf{x}, \mathbf{u}, \mathbf{p}) \geq 0 \quad \Rightarrow \quad h_i(\mathbf{x}, \mathbf{u}, \mathbf{p}) - s_i = 0, \quad s_i > 0 \quad i = 1, \dots, n$$

onde,

$$s_i = \text{variável de folga}$$

$$n = \text{número de restrições de desigualdade}$$

A seguir adiciona-se uma função barreira logarítmica à função objetivo, fazendo:

$$f_1(\mathbf{x}, \mathbf{u}, \mathbf{p}) = f(\mathbf{x}, \mathbf{u}, \mathbf{p}) - \mu \sum \ln s_i$$

onde μ = parâmetro barreira (gap de dualidade).

O novo problema de otimização a ser resolvido passa a ser:

$$\begin{aligned} & \text{Minimizar} && f(\mathbf{x}, \mathbf{u}, \mathbf{p}) - \mu \sum \ln s_i \\ & \text{sujeito a} && g(\mathbf{x}, \mathbf{u}, \mathbf{p}) = 0 \\ & && h(\mathbf{x}, \mathbf{u}, \mathbf{p}) - s_i = 0 \\ & && s_i > 0 \end{aligned} \quad (4.6)$$

O problema (4.6) é então resolvido iterativamente pelo método de Newton, sendo o parâmetro μ ajustado em cada iteração [27].

O método tem sido aplicado com sucesso em vários estudos em fluxo de potência ótimo, e é a base do programa computacional utilizado no presente trabalho para a análise do impacto dos dispositivos FACTS na operação em regime permanente.

Deve-se observar que as restrições presentes no problema (4.6) definem uma região de segurança S .

4.4.2 - Medidas da região de segurança

A afirmação de que a região de segurança de um sistema engloba a região de segurança de outro sistema, em um sentido mais amplo, significa que, para qualquer medida quantitativa de desempenho avaliada com relação a S , o sistema com uma região maior é "melhor" do que um outro com uma região "menor". Desta forma, o "tamanho" da região de segurança S pode ser obtido através de um número infinito de medidas, que devem permitir uma avaliação quantitativa de todo o conjunto S .

Denotando-se por $M(\mathbf{x})$ uma medida arbitrária de desempenho de um sistema como uma função de \mathbf{x} , então a correspondente medida é $M(\mathbf{x}^*) \triangleq M$, onde \mathbf{x}^* é a solução do problema de Fluxo de Potência Ótimo, que é descrito como:

$$\begin{aligned} & \text{Minimizar } M(\mathbf{x}) \\ & \mathbf{x} \in S \end{aligned}$$

Sendo S_1 e S_2 duas regiões de segurança quaisquer, e dado que $S_1 \supseteq S_2$, então para qualquer medida $M(\mathbf{x})$:

$$M_1 \leq M_2 \quad (4.7)$$

Deve-se observar que o raciocínio análogo também é válido. Isto é, se o objetivo do problema de FPO é maximizar um critério de desempenho, definindo-se:

$$\begin{aligned} & \text{Maximizar } M(\mathbf{x}) \\ & \mathbf{x} \in S \end{aligned}$$

caso $S_1 \supseteq S_2$ então $M_1 \geq M_2$. Ou seja, um maior valor da função objetivo no ponto ótimo indica uma maior região de segurança (ou ainda, uma operação com maior margem de segurança).

4.4.3 - Fluxo de potência ótimo com indisponibilidade para representar segurança

Como uma decorrência do exposto no item precedente, pode-se afirmar que sendo $S' = \{x / g'(x, u, p) = 0, h(x, u, p) \geq 0\}$ a região de segurança S com a indisponibilidade de um elemento do sistema de transmissão, então

$$S \supseteq S'$$

significando que a região de segurança S' é "menor" do que S , e desta forma, resulta na operação do sistema sob condições mais restritivas.

4.5 - Aplicação dos FACTS em sistemas de potência reais: avaliação em regime permanente

De acordo com o exposto, pode-se afirmar que existem mais estados operacionais com o uso dos FACTS do que sem eles; isto em função de que a região de segurança de uma rede contendo dispositivos FACTS sempre inclui a região de segurança sem o mesmo. Ou seja, o conhecimento do conceito de região de segurança permite quantificar o impacto proporcionado pelos dispositivos FACTS sobre um sistema de potência, considerando todas as restrições de igualdades e desigualdades que devem ser satisfeitas. Além disto, é possível otimizar a localização e o número de dispositivos FACTS a serem introduzidos em uma rede de transmissão de modo a também aumentar o carregamento máximo [25].

Os resultados apresentados em [25] sustentam a proposição de que os FACTS podem aumentar significativamente o carregamento de um sistema de potência em função da controlabilidade adicionada, ao mesmo tempo em que sugere que a adequada escolha do dispositivo FACTS a ser empregado em cada situação possa resultar, por exemplo, em uma alternativa mais interessante que a inclusão de linhas de transmissão.

Neste trabalho, esta proposta é desenvolvida observando-se o ganho obtido com a adição de um SVC ou de um TCSC no sistema de transmissão de 525kV da ELETROSUL, com o objetivo de aumentar a capacidade de transferência de potência ativa da Região Sul para a Região Sudeste.

Esta avaliação é realizada para o sistema completo e para a rede alterada, considerando-se os regimes de carga média e pesada. Salienta-se que a necessidade de estudar estes dois regimes de carregamentos, primeiramente, é devido ao fato de que para estes regimes de cargas o sistema está mais solicitado, ou seja, os níveis de geração e de carregamentos de linhas e de transformadores estão mais próximos dos nominais. Além disso, os dados apresentados no Apêndice B.1, demonstram que os regimes de carga média e pesada possuem cargas ativas próximas. Entretanto, para alguns estados, a carga média apresenta um fator de potência mais baixo, podendo levar à operação do sistema a condições ainda mais restritivas que na carga pesada.

No Capítulo seguinte são apresentados os resultados e a análise da aplicação dos FACTS no sistema de transmissão da ELETROSUL. A seguir são apresentadas as premissas utilizadas no processo de otimização, e também os critérios empregados para avaliação dos resultados.

4.5.1 – O processo de otimização

A partir da formulação apresentada no item 4.4.1 e das funções de controle disponibilizadas no programa FLUPOT [28], para as simulações de otimização são usadas as seguintes **restrições** operativas (de desigualdade):

- Limites de Geração de Potência Ativa
- Limites de Geração de Potência Reativa
- Limites de Tap dos LTCs
- Limites de Tensão
- Limites de Reatância de Capacitor Série
- Limites de Carregamentos nos Circuitos

São também usadas as seguintes **variáveis de controle**:

- Geração de Potência Ativa;
- Geração de Potência Reativa;
- Tensão em Barra PV;
- Tap dos LTCs;
- Compensador Estático de Reativo ou Reatância de Capacitor Série.

É adotada a função objetivo **Máxima Transferência de Potência** para todos os casos simulados. De acordo com [28], esta função "maximiza a transferência de potência ativa entre áreas vizinhas ou de um conjunto de circuitos fornecidos pelo usuário".

O interesse pela especificação desta função objetivo é o de aproveitar as potencialidades dos dispositivos FACTS como forma de aumentar a transferência de potência permissível entre a Região Sul e a Região Sudeste do Brasil, no sentido do Sul para o Sudeste, pois esta condição operativa apresenta grandes restrições para o sistema.

4.5.2 – Análise dos resultados das simulações em regime permanente

Os casos-base são simulados considerando-se a rede completa e a rede alterada, sendo que a localização de cada um dos dispositivos FACTS depende das suas características, e está descrita no Capítulo 5.

A análise dos resultados compreende basicamente duas etapas: avaliação individual de cada um dos FACTS especificados, onde são determinadas as condições no qual cada um deles apresenta os melhores resultados, e a comparação entre ambos, de modo a se identificar o mais efetivo no atendimento da função objetivo especificada.

Os resultados de RSUL⁽¹⁾ obtidos para o sistema completo são determinantes na escolha da melhor localização para inclusão do SVC ou TCSC na rede de transmissão. Esta premissa tem por base, que na maior parte do tempo dos regimes de carga média e pesada, o sistema de transmissão de 525kV encontra-se completo. Estes resultados também são usados para comparar o desempenho do SVC e do TCSC, de modo a definir qual será avaliado dinamicamente.

Os dados obtidos considerando indisponibilidades quantificam a nova região de segurança a partir da redução de um elemento na topologia da rede de transmissão (item 4.4.3).

As particularidades de especificações e critérios para cada um dos dispositivos FACTS utilizados são apresentadas no Capítulo 5.

4.6 - Aplicação dos FACTS em sistemas de potência reais: avaliação da estabilidade dinâmica

Além da utilização do conceito de regiões de segurança para a análise em regime permanente, neste trabalho este conceito é estendido à análise da estabilidade dinâmica do sistema. Avalia-se dinamicamente o quanto a inclusão de dispositivos FACTS num sistema de potência é

(1) Abreviaturas podem ser encontrados no Apêndice A.2

capaz de aumentar a transferência de potência ativa entre áreas do sistema, mantendo a segurança necessária. Ou seja, opera-se o sistema em condições que não seriam seguras sem os FACTS. Assim sendo, o conceito de regiões de segurança poderia também ser usado no caso dinâmico. Como exemplo, pode-se citar que os FACTS são efetivos para:

- Estabilidade para pequenas perturbações: amortecimento. Pode-se aumentar o amortecimento através do uso de sinais adicionais.
- Estabilidade transitória: tendem a aumentar o torque de sincronização através da manutenção da tensão em uma barra (no caso do SVC) ou através da redução da impedância em uma linha (no caso do TCSC).

A seguir é apresentada a metodologia usada para avaliação da segurança dinâmica:

4.6.1 - Objetivo da análise dinâmica

A análise de estabilidade dinâmica é desenvolvida levando-se em conta os resultados obtidos nos estudos em regime permanente. Ou seja, é realizada sobre o dispositivo FACTS que em regime permanente proporciona o maior RSUL.

Assim como realizado em regime permanente, busca-se determinar o acréscimo na capacidade de transferência de potência ativa da Região Sul para a Região Sudeste.

Os casos-base são simulados no programa ANATEM [29], considerando-se inicialmente a rede completa, com a posterior aplicação de contingências dentro da área Sul do Brasil. Para cada um desses casos é avaliado o nível de amortecimento obtido. Em [30] e [31] são apresentados métodos para avaliação da estabilidade do sistema, e em [18] é demonstrado que, a partir da análise de curva senoidal exponencialmente amortecida que resulta de um distúrbio no sistema elétrico, é possível avaliar a sua margem de estabilidade.

Observa-se então, que a ênfase da análise dinâmica é dada para o aumento do amortecimento, ou seja, à determinação da máxima transferência de potência obtida com o emprego de dispositivos FACTS, em função de um coeficiente de amortecimento mínimo ζ especificado. Esta afirmação está associada ao aumento de torque de amortecimento do sistema, causado pela inclusão de FACTS na rede de transmissão [32].

A especificação detalhada do FACTS utilizado nas simulações e de seus controles, está descrita no Capítulo 6.

4.6.2 – Análise dos resultados das simulações de estabilidade dinâmica

A análise dinâmica compreende basicamente a comparação entre os resultados obtidos com o sistema:

- Sem compensação
- Com compensação reativa fixa
- Duplicação de linhas
- Com FACTS incluído na rede de transmissão

4.7 - Considerações Finais

Neste Capítulo foi introduzido o conceito de regiões de segurança em regime permanente como forma de quantificar os ganhos proporcionados com a inclusão dos dispositivos FACTS em um sistema de potência real. Adicionalmente este conceito foi estendido à análise dinâmica.

A análise é realizada em casos-base do sistema elétrico brasileiro, tendo como objetivo a maximização da capacidade de transferência de potência ativa entre as Regiões Sul e Sudeste do Brasil, no sentido do Sul para o Sudeste. Esta situação normalmente apresenta grandes restrições operacionais, limitando a região de segurança, e portanto, configurando-se em um importante assunto a ser estudado com o uso de dispositivos FACTS.

Existe especial interesse para a ELETROSUL na avaliação deste tema, já que possui seu sistema de transmissão localizado na Região Sul do Brasil, e portanto, propícia a ser beneficiada com os resultados advindos.

Nos Capítulos 5 e 6, são apresentados os resultados e as análises das simulações realizadas.

CAPÍTULO 5

APLICAÇÃO DE SVC E TCSC NO SISTEMA DE TRANSMISSÃO DE 525KV DA ELETROSUL: AVALIAÇÃO EM REGIME PERMANENTE

5.1 - Introdução

Neste Capítulo são feitas avaliações sobre a utilização dos dispositivos FACTS: SVC e TCSC, em regime permanente, incluindo-os no sistema de transmissão de 525kV da ELETROSUL. Estas avaliações utilizam o conceito de regiões de segurança conforme abordado no Capítulo 4, e têm como objetivo o aumento da capacidade de transferência de potência ativa da Região Sul para a Região Sudeste, considerando as obras previstas até o ano de 2004 [33].

5.2 - Considerações iniciais

A partir da escolha dos dispositivos FACTS a serem avaliados, do conhecimento das suas modelagens e da metodologia a ser empregada, ficam viabilizados os estudos de regime permanente. A seguir estas informações são complementadas com a especificação de: casos-base e programas utilizados e critérios gerais.

5.2.1 - Casos-base utilizados nas simulações

Neste trabalho são utilizados os casos de referência do Operador Nacional do Sistema - ONS - para o Plano de Ampliações e Reforços na Rede Básica - PAR 2002/2004 [34]:

- Carga Média - Fevereiro/2004
- Carga Pesada - Fevereiro/2004

As principais características de carga e geração desses casos-base são apresentadas nos Apêndices B.1 a B.3.

5.2.2 - Programas utilizados nas simulações

São usados os seguintes programas do Centro de Pesquisas de Energia - CEPEL:

- **Programa de Análise de Redes: ANAREDE** - Versão 08/Mar01 [35]

O programa ANAREDE é composto por um conjunto de aplicações computacionais que integram algumas técnicas e métodos desenvolvidos para a análise de redes elétricas (programa de fluxo de potência, equivalente de redes, análise de contingências, análise de sensibilidade de tensão, redespacho de potência ativa e fluxo de potência continuado). Neste trabalho são usados: **Programa de Fluxo de Potência** que tem como objetivo o cálculo do estado operativo da rede elétrica para condições de carga, geração, topologia e determinadas restrições operacionais definidas, e o **Programa de Equivalente de Redes** que determina um modelo reduzido de fluxo de potência que represente com precisão adequada o comportamento ou resposta do sistema externo quando o sistema interno é submetido a determinados tipos de impacto. Para a equivalência da rede é utilizado o Método de Ward Estendido, onde o modelo reduzido é composto de circuitos série equivalentes, injeções equivalentes de potências, *shunts* equivalentes e fatores de participação equivalentes de geração.

- **Programa de Fluxo de Potência Ótimo: FLUPOT**- Versão 5.1 [28]

O programa FLUPOT tem por objetivo calcular um estado de uma rede AC em regime permanente que otimiza uma função objetivo no caso-base e satisfaz uma série de restrições físicas e operacionais tanto no caso-base como para contingências. Neste aspecto ele é um programa de Fluxo de Potência Ótimo com Restrição de Segurança. Devem ser especificadas: a função objetivo, a relação de controles disponíveis, a lista de contingências e as restrições a serem consideradas na otimização.

5.2.3 - Preparação dos casos-base

Através programa ANAREDE, os casos-base escolhidos necessitam ser adequados aos estudos a serem realizados. São incluídas as obras previstas para o período de abrangência da análise, e também são ajustadas as restrições de desigualdade dentro dos limites operacionais, em função de que o programa de otimização utiliza o Método de Pontos Interiores. Além disso, para o uso do programa FLUPOT, é necessário observar que existe um número máximo de barras que o programa pode comportar (3000 barras), e por este motivo, é feito um equivalente da região do

sistema externo à área de interesse na avaliação. Foram utilizadas como rede externa as barras das Regiões Norte, Nordeste e Centro-Oeste e parte da região Sudeste do Brasil.

Feitas as modificações, o sistema teste possui 637 barras, 95 geradores e 1029 circuitos, com níveis de tensões variando entre 525kV e 69kV.

5.2.4 - Critérios gerais

No desenvolvimento deste trabalho são usados os seguintes critérios de caráter geral:

- A contabilização do RSUL é realizada pelo somatório de fluxo nas linhas de transmissão das seguintes barras de fronteira:
 - LT 138kV Rosana - Loanda em Rosana;
 - LT 230kV Assis - Maringá em Assis;
 - LT 230kV Chavantes - Figueira em Chavantes;
 - LT 88kV Salto Grande - Andirá 1 e 2 em Salto Grande;
 - LT 230kV Dourados - Guaíra em Dourados;
 - LT 525kV Ivaiporã Furnas - Ivaiporã ELETROSUL 1 e 2 em Ivaiporã Furnas;
 - LT 525kV Ibiúna - Bateias 1 e 2 em Ibiúna.

- A faixa de tensão especificada é de 0,950 pu a 1,050 pu. São feitas as seguintes exceções onde a tensão mínima foi estendida para 0,900pu:
 - nos casos de Carga Média, as barras da Região de Maringá e Londrina 230kV, 138kV e 69kV, de acordo com [36];
 - a barra de Otacílio Costa 138kV (SC) que apresenta baixa capacidade de controle de tensão em função de problemas de falta de compensação reativa ou de deficiência de sub-transmissão [36]; e
 - as barras de Lagoa Vermelha 138kV (RS) e Santa Marta 230kV (RS). Para solucionar este problema, em [37] está prevista a construção de uma linha de transmissão de 230kV.

- Não foram considerados os esquemas especiais de corte de geração existentes, com o objetivo de mensurar as reais potencialidade dos dispositivos FACTS.

- Este trabalho considera as LTs 525kV Blumenau - Campos Novos e Bateias - Ibiúna dentre as linhas de transmissão analisadas. Apesar de não serem de propriedade da ELETROSUL, tratam-se de linhas com grande influência na área da empresa.

Nos itens 5.4.1 e 5.5.1, são apresentados outros critérios (específicos) que estão relacionados ao funcionamento do SVC e do TCSC.

Na Figura 5.1, a seguir, estão representadas as principais linhas de transmissão da Região Sul do Brasil: em 525kV, 230kV e 138kV. Neste conjunto, estão contempladas as linhas de transmissão da ELETROSUL e de outros agentes.

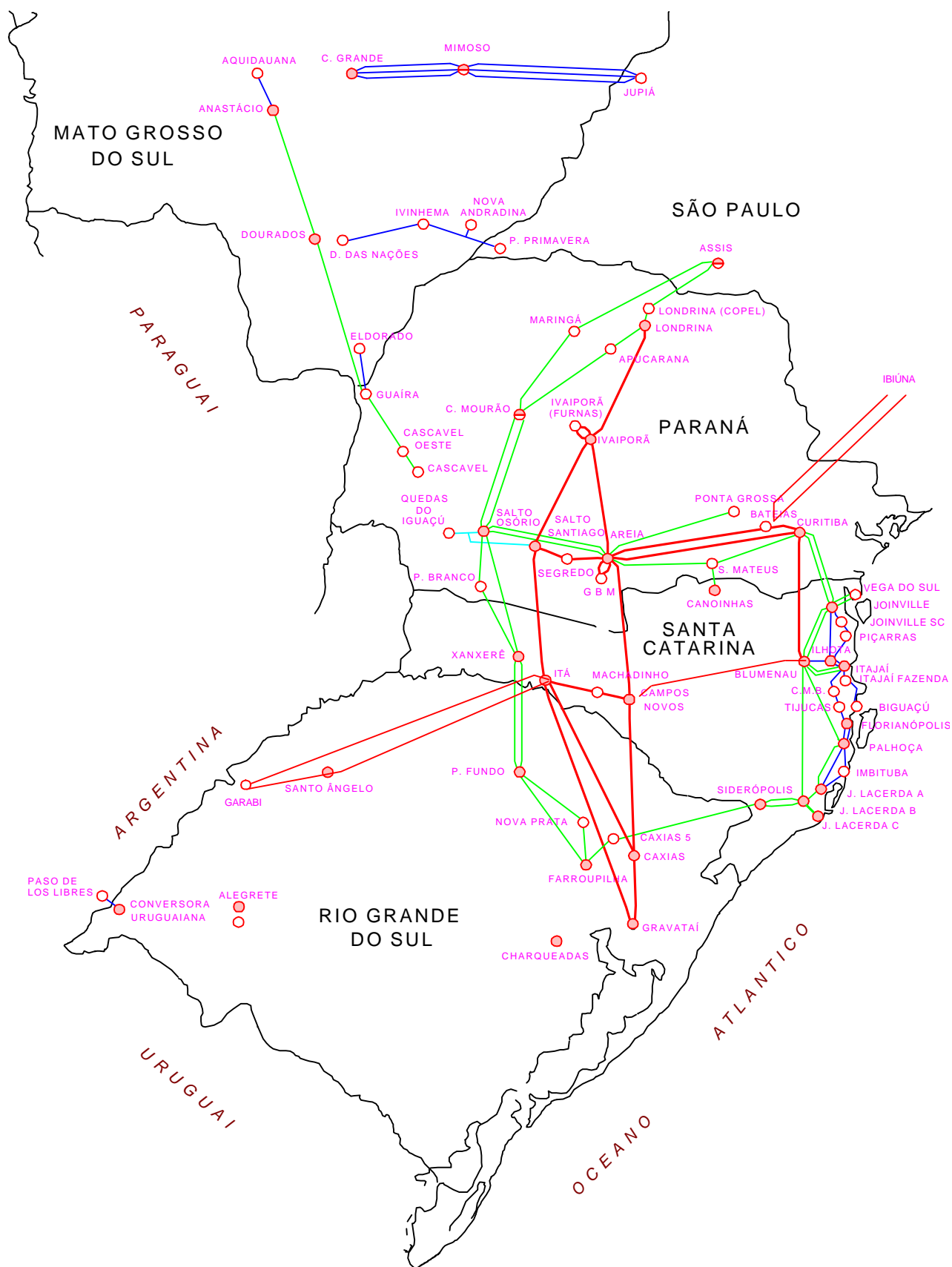


Figura 5.1 - Representação das principais linhas de transmissão da Região Sul e do Mato Grosso do Sul.

5.3 - Avaliação do sistema sem a adição de dispositivos FACTS

São apresentados a seguir os resultados das simulações realizadas para determinar a máxima transferência de potência da Região Sul para a Região Sudeste (RSUL), sem a adição de dispositivos FACTS. Destaca-se que estes resultados são considerados como referências para a comparação com os resultados obtidos com a adição de FACTS na rede de transmissão da ELETROSUL.

A Tabela 5.1 apresenta os resultados obtidos para as simulações com o sistema completo, enquanto a Tabela 5.2 os resultados para a rede alterada.

Tabela 5.1 - Máximo RSUL para o sistema completo sem FACTS.

Carga Média (MW)	Carga Pesada (MW)
5697	5481

Tabela 5.2 - Máximo RSUL para a rede alterada sem FACTS.

Indisponibilidade	Carga Média (MW)	Carga Pesada (MW)
ARE - BTA	4751	4707
ARE - CBA	4805	4788
ARE - CNO	5388	5154
ARE - IVP	4386	4224
ARE - SGD	4494	4127
BLU - CBA	5490	5329
BLU - CNO	4264	3529
BTA - CBA	4835	4753
BTA - IBI	5127	4696
CAX - CNO	5578	5379
CAX - GRA	5665	5469
CAX - YTA	5686	5466
CNO - MCH	4686	3782
GRA - YTA	5695	5485
IVP - IVP	3389	3404
IVP - LON	4769	4005
IVP - SSA	4072	3830
SGD - SSA	5491	5129
YTA - MCH	5525	5199
YTA - SSA	5507	5153

Verifica-se a partir dos dados apresentados nas Tabelas 5.1 e 5.2, que para o sistema completo são obtidos os maiores intercâmbios, confirmando o tratado no item 4.4.3. Além disso, observa-se que a mensuração do RSUL, para a indisponibilidade de cada uma das linhas simuladas, proporciona uma sensibilidade sobre quais são mais restritivas ao sistema ou não.

5.4 - Avaliação do SVC em regime permanente

A avaliação dos SVCs compreende inclusão desses dispositivos FACTS nas barras críticas do sistema transmissão de 525kV da ELETROSUL. Estas simulações foram realizadas para o sistema completo e para a rede alterada, e para os regimes de carga média e carga pesada, num total de 378 casos simulados, cujos resultados constam nos Apêndices C.2 a C.7.

5.4.1 - Critérios específicos para o SVC

A avaliação do desempenho do SVC na rede de transmissão de 525kV da ELETROSUL utilizou os seguintes critérios específicos:

- **Barras Críticas:** as barras **críticas** resultam do Relatório de Grandezas no Limite do processo de otimização realizado para os casos-base simulados no item 5.3 (sem a inclusão de dispositivos FACTS). Conforme apresentado no Apêndice C.1 e Figuras 5.2.a e 5.2.b, as barras críticas de 525kV são: Blumenau, Bateias e Curitiba, já que no conjunto de casos simulados, são as barras de 525kV que atingiram o limite mínimo de tensão. As demais barras de 525kV não atingiram o limite inferior da faixa de tensão.

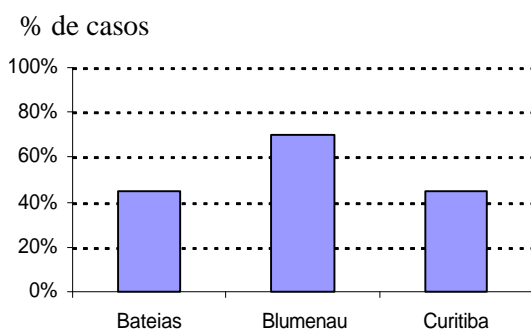


Figura 5.2.a - Barras críticas com carga média

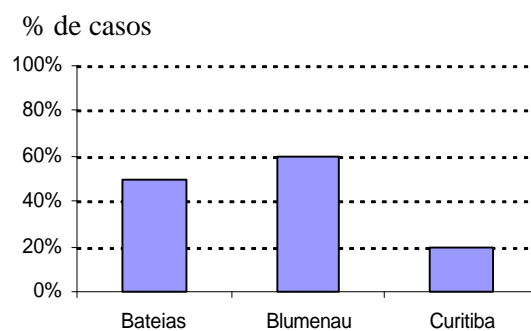


Figura 5.2.b - Barras críticas com carga pesada

- **Faixa de potência reativa injetada:** foram estabelecidas três faixas:

- $-200\text{Mvar} \leq Q \leq +200\text{Mvar}$;
- $-400\text{Mvar} \leq Q \leq +400\text{Mvar}$; e
- $-600\text{Mvar} \leq Q \leq +600\text{Mvar}$.

Cada uma destas faixas foi estabelecida a partir dos níveis de compensação fixa verificados nos barramentos de 525kV do sistema de transmissão da ELETROSUL. Outros procedimentos poderiam ter sido utilizados para esta avaliação, por exemplo, utilizando um processo inverso: determinação de montantes de injeção reativa em cada barra crítica para atingir a intercâmbios pré-fixados, mas o programa FLUPOT não possui esta função objetivo.

- **Forma de controle do SVC:** o controle é feito por corrente injetada (*default* em [28, 35]);
- **Reta que define a parte linear da curva do SVC (*set-point*):** A reta é posicionada no valor de mínima tensão (0,950pu) para a barra crítica ao qual o SVC estiver conectado, e com uma inclinação de 1%. A faixa tipicamente utilizada deve-se situar entre 1 e 5% [18]. Com 1% existe uma maior tendência de que o SVC venha a atuar na região não controlada, mas em contrapartida, está-se restringindo a faixa de excursão da tensão terminal. Definindo-se a reta dessa forma, objetiva-se que o SVC proporcione uma maior injeção de potência reativa capacitiva, e assim, permita elevar a capacidade de transferência de potência do sistema.

5.4.2 - Resultados das simulações em carga média

Os resultados obtidos nas simulações para o regime de carga média, estão apresentados nos Apêndices C.2 a C.4. De acordo com o critério estabelecido, dentre os casos simulados para o sistema completo, o máximo RSUL alcançado é de **5867MW**, e refere-se à inclusão de um SVC na barra de 525kV de Curitiba utilizando uma faixa de injeção de potência reativa de -600Mvar Q +600Mvar. Na Tabela 5.3 são apresentados os resultados para esta situação.

Tabela 5.3 - Resultados do SVC aplicado ao sistema completo e à rede alterada em carga média.

Indisponibilidade	I Com SVC (MW)	II Sem SVC (MW)	Diferença I - II (MW)
Sistema Completo	5867	5697	170
ARE - BTA	5233	4751	482
ARE - CBA	5337	4805	532
ARE - CNO	5504	5388	116
ARE - IVP	4501	4386	115
ARE - SGD	4496	4494	2
BLU - CBA	5612	5490	122
BLU - CNO	4872	4264	608
BTA - CBA	4795	4835	-40
BTA - IBI	5433	5127	306
CAX - CNO	5655	5578	77
CAX - GRA	5757	5665	92
CAX - YTA	5793	5686	107
CNO - MCH	4678	4686	-8
GRA - YTA	5851	5695	156
IVP - IVP	3384	3389	-5
IVP - LON	4796	4769	27
IVP - SSA	4205	4072	133
SGD - SSA	5538	5491	47
YTA - MCH	5583	5525	58
YTA - SSA	5599	5507	92

Para o sistema completo, a simulação com o SVC incluído na barra de Curitiba, resulta em um ganho de **170 MW** com relação ao caso simulado sem FACTS.

Considerando-se as avaliações com indisponibilidades, observa-se que:

- o menor RSUL é determinado pela indisponibilidade da LT 525kV Ivaiporã - Ivaiporã, com um RSUL de 3384MW;
- os maiores ganhos, são obtidos com as indisponibilidades das linhas de transmissão:
 - LT 525kV Areia - Bateias;
 - LT 525kV Areia - Curitiba;
 - LT 525kV Bateias - Ibiúna; e
 - LT 525kV Blumenau - Campos Novos,
 que estão situadas na região de influência da SE 525kV Curitiba (onde está localizado o SVC), pois a potência reativa injetada na barra proporciona um melhor perfil de tensão na região, que neste caso contribui para o aumento da transferência de potência entre áreas;
- já para a indisponibilidade da LT 525kV Bateias - Curitiba há uma redução de 40 MW com relação à simulação sem o SVC. Isso deve-se ao ajuste do *set-point* do SVC, que em

função do critério utilizado, mantém uma injeção de potência reativa capacitiva na barra de 525kV de Curitiba, sustentando um alto perfil de tensão na região Metropolitana de Curitiba e Leste de Santa Catarina. Como consequência, após o processo de otimização observa-se que as máquinas da UTE Jorge Lacerda e da UHE Itá ⁽¹⁾ reduzem as tensões terminais. Com isso, diminuem também os níveis de tensão no tronco de 525kV, o que resulta na restrição da capacidade de transferência de potência ativa pelas máquinas do Rio Grande do Sul (Relatório dos Multiplicadores de Lagrange).

- Analogamente para a indisponibilidade das linhas de transmissão: LT 525kV Areia - Segredo, Campos Novos - Machadinho e Ivaiporã - Ivaiporã, observa-se que com a inclusão do SVC na barra de 525kV de Curitiba, o ganho de RSUL é pequeno, e até mesmo negativo. Isto é proveniente de pequenos remanejamentos de geração entre máquinas da Região Sul em função da elevação do perfil de tensão na região de Curitiba produzido pelo SVC, que dependendo da topologia que o sistema apresentar, implica na redução das tensões terminais de outras máquinas, com a consequente diminuição da capacidade de transferência de potência. O adequado ajuste do *set-point* resulta na solução desse problema. Na Tabela 5.4, estão condensados os principais resultados das restrições ativas (tensão e fluxo no sistema de 525kV) para cada uma destas indisponibilidades

Tabela 5.4 - Principais restrições operativas.

Indisponibilidade	Tensão em barra de 525kV		Fluxo em linha de 525kV
ARE - SGD	Gravataí	superior	CNO - MCH
	Ibiúna	superior	
	Salto Caxias	superior	IVP - SSA
	Segredo	superior	
CNO - MCH	Gravataí	superior	ARE - SGD
	Itá	superior	
	Salto Caxias	superior	
IVP - IVP	-		IVP - IVP

Dos Apêndices C.2 a C.4 observa-se para o sistema completo a seguinte relação de sensibilidade: para cada 200 Mvar acrescidos na faixa de compensação reativa dos SVCs, somente de 20 a 30 MW se refletem em aumento de intercâmbio. Na tabela 5.5 são apresentados estes dados.

⁽¹⁾ UHE Machadinho já inicia o processo de otimização com 0,950pu e fica impedida de reduzir a tensão terminal.

Tabela 5.5 - Aumento de RSUL com relação ao caso sem SVC (sistema completo).

	Faixa de injeção de potência reativa		
	-200 Mvar Q 200 Mvar	-400 Mvar Q 400 Mvar	-600 Mvar Q 600 Mvar
Bateias	99 MW	139 MW	169 MW
Blumenau	101 MW	129 MW	154 MW
Curitiba	102 MW	143 MW	170 MW

5.4.3 - Resultados das simulações em carga pesada

Seguindo o mesmo procedimento usado na avaliação de carga média, nos Apêndices C.5 a C.7 estão apresentados os resultados das simulações de carga pesada. Na Tabela 5.6 está representado o máximo RSUL obtido para carga pesada que é de **5635MW**. Para este caso, o SVC incluído na SE 525kV de Curitiba, utilizando uma faixa de injeção de potência reativa de -600Mvar Q +600Mvar também apresentou melhor resultado.

Tabela 5.6 - Resultados do SVC aplicado ao sistema completo e à rede alterada em carga pesada.

Indisponibilidade	I Com SVC (MW)	II Sem SVC (MW)	Diferença I - II (MW)
Sistema Completo	5635	5481	154
ARE - BTA	4970	4707	263
ARE - CBA	5065	4788	277
ARE - CNO	5252	5154	98
ARE - IVP	4318	4224	94
ARE - SGD	4127	4127	0
BLU - CBA	5538	5329	209
BLU - CNO	3564	3529	35
BTA - CBA	4722	4753	-31
BTA - IBI	5216	4696	520
CAX - CNO	5495	5379	116
CAX - GRA	5614	5469	145
CAX - YTA	5587	5466	121
CNO - MCH	3784	3782	2
GRA - YTA	5638	5485	153
IVP - IVP	3388	3404	-16
IVP - LON	4118	4005	113
IVP - SSA	3875	3830	45
SGD - SSA	5160	5129	31
YTA - MCH	5229	5199	30
YTA - SSA	5199	5153	46

Para o sistema completo, a inclusão do SVC proporciona um aumento de intercâmbio de **154 MW** com relação ao caso simulado sem FACTS.

Considerando as indisponibilidades, verifica-se que:

- o menor RSUL é também obtido com a indisponibilidade da LT 525kV Ivaiporã - Ivaiporã, com um RSUL = 3384MW;
- assim como observado para a carga média, verifica-se que a indisponibilidade das linhas de transmissão situadas na região de maior influência do SVC (Curitiba), conduzem a um maior RSUL:
 - LT 525kV Areia - Bateias;
 - LT 525kV Areia - Curitiba;
 - LT 525kV Bateias - Ibiúna; e
 - LT 525kV Blumenau - Campos Novos.
- a indisponibilidade da LT 525kV Bateias - Curitiba também reduz o RSUL, devido mesmos fatores indicados no item 5.4.2.
- Para a indisponibilidade das linhas de transmissão: LT 525kV Areia - Segredo, Campos Novos - Machadinho e Ivaiporã - Ivaiporã, a inclusão do SVC não se traduz em aumento de intercâmbio, e da mesma forma, valem os mesmos comentários do item 5.4.2. Na Tabela 5.7, são apresentadas as principais restrições que levaram a estas limitações.

Tabela 5.7 - Principais restrições operativas.

Indisponibilidade	Tensão em barra de 525kV		Fluxo em linha de 525kV
ARE - SGD	Caxias	superior	CNO - MCH
	Gravataí	superior	
	Ibiúna	superior	IVP - SSA
	Salto Caxias	superior	
CNO - MCH	Caxias	superior	-
	Itá	superior	
	Salto Caxias	superior	
IVP - IVP	Caxias	superior	IVP - IVP (em paralelo)

Na tabela 5.5, observa-se que para o sistema completo, a cada 200 Mvar acrescidos na faixa de compensação reativa, somente de 20 a 50 MW se refletem a mais no valor de RSUL com relação às simulações sem SVC. Vide Apêndices C.5 a C.7.

Tabela 5.8 - Aumento de RSUL com relação ao caso sem SVC (sistema completo).

	Faixa de injeção de potência reativa		
	-200 Mvar Q 200 Mvar	-400 Mvar Q 400 Mvar	-600 Mvar Q 600 Mvar
Bateias	77 MW	128 MW	153 MW
Blumenau	79 MW	116 MW	146 MW
Curitiba	83 MW	130 MW	154 MW

Destaca-se que a indisponibilidade da LT 525kV Gravataí - Itá leva a um RSUL maior do que com o sistema completo (4MW). Isto é devido à redução do perfil de tensão provocado no tronco de 525kV imposto pela ausência da linha. Com isso, diminui a transferência de potência ativa proveniente do Estado do Rio Grande do Sul, e descarrega linhas do 525kV que permitem o aumento da geração de outras usinas como as UHEs Itá e Salto Santiago que compensam (e superam) a perda de geração.

5.5 - Avaliação do TCSC em regime permanente

A avaliação dos TCSCs foi realizada a partir de uma pesquisa sistemática, e que contempla a inclusão desses dispositivos FACTS em cada uma das linhas de transmissão de 525kV da ELETROSUL e das LTs 525kV Blumenau - Campos Novos e Bateias - Ibiúna. Estas duas linhas foram incluídas nas simulações, apesar de não fazerem parte do sistema de transmissão da ELETROSUL, por possuírem grande influência nesta área.

As simulações foram realizadas para o sistema completo e para a rede alterada, para os regimes de carga média e carga pesada, num total de 756 casos simulados, cujos resultados constam nos Apêndices C.8 e C.9 [38, 39]

5.5.1 - Critérios específicos para os TCSCs

De acordo com [35], o modo de controle do TCSC pode ser realizado da seguinte forma:

- **Potência constante.** O valor especificado para o fluxo de potência ativa no circuito é mantido enquanto os valores de reatância do TCSC se mantiverem dentro dos limites;
- **Corrente constante.** O valor especificado para o módulo da corrente no circuito é mantido enquanto os valores de reatância do TCSC se mantiverem dentro dos limites;
- **Reatância constante.** O TCSC não atua e a reatância é fixada no valor especificado (*default*).

Devido à dificuldade que existe na determinação prévia do adequado valor de fluxo de potência ou de corrente na linha de transmissão ao qual o TCSC está conectado para atender o maior RSUL, optou-se em utilizar o controle por reatância constante (*default* do Programa). Desta forma, foi especificada uma compensação (capacitiva) de 50% da reatância série da linha.

5.5.2 - Resultados das simulações em carga média

No Apêndice C.8, são apresentados os resultados das simulações realizadas para o regime de carga média. Dos resultados obtidos para o sistema completo, verifica-se que o máximo RSUL obtido é de **5959MW** para o TCSC localizado na LT 525kV Areia - Ivaiporã. Nessa situação, há um ganho de transferência de potência ativa da região Sul para a região Sudeste de **262MW**, com relação ao caso-base sem utilização de FACTS. Os dados obtidos para este caso, são apresentados na Tabela 5.9.

Tabela 5.9 - Resultados do TCSC aplicado ao sistema completo e à rede alterada em carga média.

Indisponibilidade	I Com TCSC (MW)	II Sem TCSC (MW)	Diferença I - II (MW)
Sistema Completo	5959	5697	262
ARE - BTA	5108	4751	357
ARE - CBA	5200	4805	395
ARE - CNO	5479	5388	91
ARE - IVP	4386	4386	0
ARE - SGD	4525	4494	31
BLU - CBA	5778	5490	288
BLU - CNO	4686	4264	422
BTA - CBA	5126	4835	291
BTA - IBI	5239	5127	112
CAX - CNO	5822	5578	244
CAX - GRA	5946	5665	281
CAX - YTA	5952	5686	266
CNO - MCH	4392	4686	-294
GRA - YTA	5958	5695	263
IVP - IVP	3128	3389	-261
IVP - LON	5013	4769	244
IVP - SSA	3809	4072	-263
SGD - SSA	5617	5491	126
YTA - MCH	5780	5525	255
YTA - SSA	5667	5507	160

Com relação às indisponibilidades, verifica-se que em algumas situações com o uso de TCSC, o máximo RSUL que pode ser praticado é menor que para o caso sem FACTS. Isto é verificado na indisponibilidade das seguintes linhas:

- LT 525kV Campos Novos - Machadinho;
- LT 525kV Ivaiporã - Salto Santiago;

- LT 525kV Ivaiporã - Ivaiporã.

A Tabela 5.10, condensa os principais resultados das restrições ativas ocorridas para cada uma destas indisponibilidades.

Tabela 5.10 - Principais restrições operativas.

Indisponibilidade	Tensão em barra de 525kV		Fluxo em linha de 525kV
CNO - MCH	Gravataí	superior	ARE - SGD
	Itá	superior	
	Salto Caxias	superior	
IVP - IVP	-	-	IVP - IVP
IVP - SSA	Gravataí	superior	ARE - CNO
			CNO - MCH

Verifica-se que para a indisponibilidade da **LT 525kV Campos Novos - Machadinho** naturalmente a tendência do fluxo proveniente das usinas de Machadinho, Itá e da Conversora de Garabi é seguir pela LT 525kV Itá - Salto Santiago, juntando-se à geração das usinas do rio Iguaçu. Desta forma, congestionando as linhas que interligam as subestações de Salto Santiago, Segredo, Areia e Ivaiporã.

De forma similar, a indisponibilidade da **LT 525kV Ivaiporã - Salto Santiago**, implica em que grande parte da geração da Região Sul e das usinas do rio Iguaçu destinadas a fluir para a Região Sudeste, vai se distribuir em maior quantidade pelas linhas LT 525kV Areia - Campos Novos, Blumenau - Campos Novos e Areia - Ivaiporã, levando-as ao carregamento nominal.

A restrição imposta pela **LT 525kV Ivaiporã - Ivaiporã 2** (linha em paralelo está fora de operação), é uma restrição previsível, principalmente para elevados intercâmbios, pois é um ponto de grande troca de potência com o Sudeste.

Conclui-se que o comportamento do TCSC analisado para a configuração da rede completa garante um alto intercâmbio para o Sudeste, no entanto, pode levar a situações indesejadas como as apresentadas anteriormente. Evidentemente, estas restrições estão ligadas diretamente à especificação do TCSC (reatância fixa). No caso onde exista a possibilidade de variação da reatância série da linha durante indisponibilidades, o TCSC deve ajustar a reatância total da linha no sentido de preservar o maior intercâmbio. Além disso, deve ser considerada a compatibilização da atuação do TCSC com a elaboração/revisão de esquemas especiais de corte/remanejamento de geração para a região de sua influência.

Com relação aos demais dados apresentados na tabela do Apêndice C.8, deve-se salientar que a utilização de um TCSC na **LT 525kV Ivaiporã - Salto Santiago** levou à redução de todos os valores de RSUL simulados. Isto indica que a utilização de um TCSC para esta linha especificamente, deveria contemplar compensação indutiva.

5.5.3 - Resultados das simulações em carga pesada

Da mesma forma que procedido no item anterior, e a partir dos dados apresentados no Apêndice C.9, neste item é feita uma avaliação sobre o comportamento dos TCSCs no regime de carga pesada.

Na Tabela 5.11 estão apresentados os resultados obtidos para o caso em que obteve o maior intercâmbio para o sistema completo. Assim como na carga média, esse caso corresponde à inclusão de um TCSC na LT 525kV Areia - Ivaiporã, com um RSUL = **5809MW**, representando um ganho de **328MW** com relação à simulação do caso sem FACTS.

Tabela 5.11 - Resultados do TCSC aplicado ao sistema completo e à rede alterada em carga média.

Indisponibilidade	I Com TCSC (MW)	II Sem TCSC (MW)	Diferença I - II (MW)
Sistema Completo	5809	5481	328
ARE - BTA	5052	4707	345
ARE - CBA	5071	4788	283
ARE - CNO	5070	5154	-84
ARE - IVP	4224	4224	0
ARE - SGD	4157	4127	30
BLU - CBA	5708	5329	379
BLU - CNO	3621	3529	92
BTA - IBI	5081	4696	385
BTA - CBA	5057	4753	304
CAX - CNO	5573	5379	194
CAX - GRA	5777	5469	308
CAX - YTA	5754	5466	288
CNO - MCH	3638	3782	-144
GRA - YTA	5813	5485	328
IVP - IVP	3183	3404	-221
IVP - LON	4221	4005	216
IVP - SSA	3653	3830	-177
SGD - SSA	5215	5129	86
YTA - MCH	5159	5199	-40
YTA - SSA	5241	5153	88

Para os casos com indisponibilidades, os resultados apresentados na Tabela 5.11, demonstram que existem situações onde há redução do RSUL com o uso de TCSC (com relação aos casos sem a utilização de FACTS), para as seguintes linhas:

- LT 525kV Areia - Campos Novos;
- LT 525kV Campos Novos - Machadinho;

- LT 525kV Ivaiporã - Ivaiporã;
- LT 525kV Ivaiporã - Salto Santiago; e
- LT 525kV Itá - Machadinho.

Na Tabela 5.12 estão relacionadas as principais restrições ativas observadas nestes casos.

Tabela 5.12 - Principais restrições operativas.

Indisponibilidade	Tensão em barra de 525kV		Fluxo em linha de 525kV
ARE - CNO	Blumenau	superior	ARE - SGD
	Caxias	superior	
	Itá	superior	
	Salto Caxias	superior	
CNO - MCH	Caxias	superior	ARE - SGD
	Gravataí	superior	
	Itá	superior	
	Salto Caxias	superior	
IVP - IVP	Areia	superior	IVP - IVP
	Caxias	superior	
IVP - SSA	Caxias	superior	ARE - SGD
	Itá	superior	
YTA - MCH	Caxias	superior	ARE - SGD
	Gravataí	superior	
	Itá	superior	
	Salto Caxias	superior	

A partir da Tabela 5.12, pode-se afirmar que, para as **LTs 525kV Campos Novos - Machadinho, Ivaiporã - Salto Santiago e Ivaiporã - Ivaiporã**, valem os comentários feitos para o regime de carga média. Salienta-se que para a indisponibilidade da LT 525kV Ivaiporã - Salto Santiago, a principal restrição em 525kV fica por conta da LT 525kV Areia -Segredo, já que é a opção natural de caminho para o fluxo proveniente das usinas do rio Iguaçu.

Observa-se também que a indisponibilidade das **LTs 525kV Areia - Campos Novos, Itá - Machadinho** ou **LT 525kV Campos Novos - Machadinho** apresentam restrições semelhantes, em função de que todas são responsáveis pelo caminho do fluxo proveniente da geração das usinas do rio Uruguai, do Rio Grande do Sul e Garabi.

Para esses casos de indisponibilidades, assim como tratado na análise de carga média, a especificação de um TCSC com a possibilidade de ajuste da reatância série levaria à obtenção de maiores intercâmbios.

Deve-se destacar que, assim como em carga média, as simulações referentes à inclusão de um TCSC na **LT 525kV Ivaiporã - Salto Santiago** mostrou que há necessidade de contemplar compensação indutiva em sua especificação.

5.6 - Comparação dos resultados: SVC versus TCSC

Considerando-se os resultados apresentados nos itens 5.5 e 5.6, é possível avaliar o comportamento dos dispositivos FACTS propostos aplicados ao sistema de transmissão de 525kV da ELETROSUL. Os dados referentes a estas simulações proporcionam um elevado número de informações que até o presente eram desconhecidas, possibilitando moldar um perfil dos dispositivos analisados. Como resultado disto, fica também possível comparar os dispositivos FACTS propostos e determinar qual deles proporciona o melhor desempenho. Individualmente, os melhores resultados são obtidos para as seguintes situações:

- SVC localizado na subestação de Curitiba, com uma faixa de compensação reativa de $-600\text{Mvar} \leq Q \leq +600\text{Mvar}$, e uma inclinação de 1%; e
- TCSC localizado na LT 525kV Areia - Ivaiporã, ajustado para compensar 50% da reatância série da linha.

Na Tabela 5.13 são condensados os resultados apresentados nas Tabelas 5.2, 5.3, 5.6, 5.9 e 5.11 para o máximo RSUL obtido para o sistema completo.

Tabela 5.13 - Máximo RSUL para o sistema completo.

Regime de Carga	Máximo RSUL (MW)				
	I sem FACTS	II com TCSC	diferença II - I	III com SVC	diferença III - I
Média	5697	5959	262	5867	170
Pesada	5481	5809	328	5635	154

Estes dados permitem demonstrar que o TCSC especificado alcançou um mais elevado patamar de intercâmbio que o SVC. Em carga média esta diferença é de 92MW e em carga pesada de 174MW.

Segundo os critérios adotados neste trabalho, estas constatações permitem afirmar que **o TCSC apresentou uma melhor performance do que o SVC** para o aumento do RSUL.

Esta conclusão corrobora a comparação feita em [2] onde é mostrado que o SVC é muito eficaz para manter o perfil de tensão ao longo de uma determinada linha de transmissão, e também para prover suporte de tensão à tensão terminal de linhas radiais à medida que se aumenta a potência demandada. Assim, o SVC quando aplicado em intervalos suficientemente próximos, ao longo de uma linha, poderia teoricamente proporcionar a transmissão de potência ativa até o limite térmico da linha. Entretanto, o SVC é ineficaz para controlar a potência transmitida, que em última instância, é determinada pela impedância série e pelo ângulo das tensões terminais. Isto conduz à

utilização do TCSC o qual dispõe desses atributos, e por esta razão vem se firmando como um tipo de dispositivo FACTS mais efetivo para o controle da potência ativa em linhas de transmissão, além de também proporcionar aumento de estabilidade.

Esta análise pode ser feita também sobre as expressões (3.18) e (3.33), que descrevem o comportamento do fluxo de potência ativa entre duas barras com o uso de SVC e de TCSC respectivamente. O fluxo é função das tensões das barras, da reatância e do ângulo entre elas. Considerando-se que o SVC possui maior controle sobre as tensões das barras terminais, e que o TCSC sobre a reatância série da linha, observa-se que a possibilidade de variação da tensão (de 0,950 a 1,050 pu) é menor do que a capacidade de variação da reatância série.

Todo este conceito pode ser expandido para o fluxo de potência permutado entre duas áreas do sistema, e os resultados obtidos neste Capítulo ratificam esta argumentação.

5.7 - Conclusões

A partir dos critérios propostos e das simulações realizadas pode-se concluir que:

- A avaliação dos resultados permite comparar o desempenho empreendido por TCSCs e SVCs. Dentro dos critérios utilizados, os TCSCs proporcionaram melhores resultados, independentemente do regime de carga analisado.
- A determinação da localização dos TCSCs, feita através de uma pesquisa sistemática nas linhas de 525kV do sistema de transmissão da ELETROSUL e das LTs 525kV Blumenau - Campos Novos e Bateias - Ibiúna, possibilita identificar que o maior intercâmbio, para o sistema completo, é alcançado quando associado à LT 525kV Areia - Ivaiporã.
- Para o regime de carga média a inclusão do TCSC proporciona um aumento de 262MW no RSUL, com relação ao caso simulado sem FACTS. Para o regime de carga pesada este ganho é de 328MW. Ou seja, é possível elevar o intercâmbio da Região Sul para a Região Sudeste entre 4,5 e 6% com a inclusão de um TCSC na LT 525kV Areia - Ivaiporã.
- Verifica-se que durante determinadas indisponibilidades, a utilização do TCSC com o controle por reatância constante proporciona uma redução do RSUL, o que é uma situação indesejável. Para que um maior intercâmbio seja preservado nesses casos, deve-se especificar um TCSC com a possibilidade de variação da reatância série da linha.

- A atuação dos TCSCs deve ser compatibilizada com a elaboração/revisão de esquemas especiais de corte/remanejamento de geração da sua área de operação.
- A aplicação do SVC mostra-se eficiente para manter o perfil de tensão mais elevado quando em situações de indisponibilidades.
- Para que seja possível validar plenamente o conceito de Regiões de Segurança aplicado a dispositivos FACTS implementados em sistemas reais, é necessária a complementação com as seguintes avaliações:
 - SVC: com diferentes posições/inclinações da reta que define a parte linear da curva; e
 - TCSC: aplicação com reatância variável.

A partir da definição de que o uso de TCSC, localizado na LT 525kV Areia - Ivaiporã proporciona o melhor desempenho do sistema em regime permanente, no próximo Capítulo é desenvolvida uma avaliação sobre o comportamento deste dispositivo FACTS sob o ponto de vista de estabilidade dinâmica.

CAPÍTULO 6

APLICAÇÃO DE TCSC NO SISTEMA DE TRANSMISSÃO DE 525KV DA ELETROSUL: AVALIAÇÃO DA ESTABILIDADE DINÂMICA

6.1 - Introdução

No Capítulo anterior foram determinados, os ganhos advindos com a inclusão de SVCs e TCSCs em regime permanente no sistema de transmissão da ELETROSUL, utilizando-se o conceito de regiões de segurança [25]. No presente Capítulo, esta análise é estendida e complementada com a análise dos ganhos que podem ser obtidos sob o ponto de vista dinâmico.

De acordo com o exposto em 4.6.1, a avaliação dinâmica dá ênfase à aplicação do TCSC com a finalidade de proporcionar aumento do torque de amortecimento do sistema [32].

Adicionalmente, é atribuído ao TCSC a função de manter o intercâmbio programado constante. Com isto, observa-se o seu comportamento como mais um elemento participante do controle secundário de geração, ou seja, fazendo com que os problemas originados dentro de uma área, sejam solucionados com os recursos operacionais provenientes dessa mesma área.

6.2 - Considerações iniciais

A partir da definição da localização do TCSC a ser avaliado: LT 525kV Areia - Ivaiporã, a seguir são apresentados detalhes dos programas e critérios utilizados nas simulações [40].

6.2.1 - Casos-base e programas utilizados

São empregados os mesmos casos-base citados em 5.2.1.

As simulações são realizadas utilizando-se os seguintes programas do Centro de Pesquisas de Energia - CEPEL:

- **Programa de Análise de Redes: ANAREDE** - Versão 08/Mar01
- **Programa de Análise de Redes em t_0^+ - ANAT0** - Versão V2.4-12/01 [41]

Neste trabalho o programa ANATO é usado para preparar os casos de estabilidade, calculando as impedâncias equivalentes dos transformadores elevadores das usinas e a correção dos limites de geração de potência reativa nas barras PV/V θ , de acordo com o número de unidades geradoras necessárias para atender ao despacho de potência.

- **Programa de Análise de Transitórios Eletromecânicos - ANATEM - V09-12/01 [29]**

É um programa desenvolvido para uso em estudos de estabilidade à frequência fundamental, simulando o comportamento dinâmico de sistemas de potência quando submetido a perturbações, podendo ser empregado tanto na operação como no planejamento de sistemas elétricos de potência.

6.2.2 - Preparação dos casos-base

Os casos-base foram preparados para serem simulados nos programas ANATO e ANATEM, primeiramente ajustando no programa ANAREDE:

- níveis de geração das máquinas da Região Sul aos níveis de intercâmbios necessários;
- níveis de tensões;
- carregamentos das linhas de transmissão.

Adicionalmente, é feito um equivalente de rede de parte da região Norte-Nordeste do Brasil, reduzindo a área de estudo para evitar a interferência de modos de oscilação alheios aos objetivos do estudo, e também para otimizar o tempo de simulação. Feitas as modificações, o sistema teste possui 2350 barras, 221 geradores e 3518 circuitos.

Através programa ANATO, os casos-base foram adequados aos estudos realizados, calculando-se as impedâncias equivalentes dos transformadores elevadores das usinas e corrigindo os limites de geração de potência reativa das máquinas do sistema.

6.2.3 - Critérios gerais

Para a análise de estabilidade dinâmica do TCSC são considerados os seguintes critérios:

- Localização: A localização do TCSC é dada a partir da análise de regime permanente, incluindo-o na **LT 525kV Areia - Ivaiporã**;
- Para cada configuração estudada, o limite de intercâmbio RSUL é determinado através de uma pesquisa sistemática, dentre as linhas de 525kV da ELETROSUL, Blumenau -

Campos Novos e Bateias - Ibiúna, identificando-se o menor RSUL obtido para contingências envolvendo cada uma dessas linhas. Essas contingências correspondem à aplicação de um curto-circuito monofásico por um período de 80ms no terminal da linha que possuir o maior nível de curto-circuito, e após este período o curto é retirado simultaneamente à retirada da linha de transmissão. Destaca-se que a grande maioria dos curtos-circuitos que ocorrem no sistema elétrico são monofásicos, sendo esta a razão do uso neste trabalho, e que 80ms é o período estimado para a atuação do sistema de proteção e do disjuntor (aproximadamente 5 ciclos);

- A máquina da UHE Governador Bento Munhoz foi utilizada como:
 - representante das máquinas da Região Sul para a definição de estabilidade, por possuir a maior massa girante e devido a sua situação geoeletrica; e
 - sinal estabilizante: o desvio de velocidade angular dessa máquina (com relação à velocidade síncrona) é o sinal de entrada do estabilizador do controle do TCSC.
- A referência angular do sistema é dada pela barra da UHE Ilha Solteira;
- Salienta-se que o ajuste dos parâmetros do controle do TCSC foram determinados a partir de uma avaliação sistemática, dentro de uma determinada faixa de parâmetros típicos. A escolha dos valores utilizados foi aquela em que os mesmos proporcionaram a adequada atenuação da resposta dinâmica do sistema para a ocorrência mais restritiva, dentre as contingências do sistema de transmissão de 525kV da ELETROSUL;
- O limite de máximo carregamento adotado para a LT 525kV Areia - Ivaiporã é de 2050MW (20,5pu) [42];
- Assim como usado no Capítulo 5, não são considerados os esquemas especiais de corte de geração existentes, com o objetivo de mensurar as reais possibilidades do TCSC, contudo, presume-se que deva ser desenvolvido um esquema especial para comportar a perda da linha de transmissão onde o TCSC está conectado.
- Para as máquinas ainda não implantadas no sistema, são adotados modelos de máquinas, reguladores de velocidade, reguladores de tensão e estabilizadores compatíveis com os de máquinas similares existentes;
- Utilizou-se a modelagem de carga padrão para as áreas do sistema elétrico;

6.2.4 - Critérios específicos

São utilizados especificamente para o TCSC os seguintes critérios [43 a 54]:

- Considerando-se que as oscilações do sistema neste estudo são iniciadas por grandes perturbações, que levam as variáveis a excursionarem em regiões onde as não-linearidades

são significativas, escolheu-se como critério de estabilidade o seguinte: que na curva referente ao ângulo da máquina da UHE G.B.M., resultante de uma contingência, a amplitude da 5ª oscilação seja atenuada em 40% na 10ª oscilação (após aproximadamente 8,3 segundos). Isto resulta em um coeficiente de amortecimento de $\zeta \approx 10\%$, conforme demonstrado no Apêndice E [45];

- Admite-se que inicialmente o TCSC esteja compensando 50% da reatância série da linha, mas que possua a possibilidade de variar dentro de uma faixa compreendida entre 0 e 70% durante contingências;
- O controle utilizado para o TCSC deste estudo é formado basicamente por um controlador Proporcional-Integral (PI), associado a um estabilizador [43]. Conforme a Figura 6.1, o sinal de entrada de erro (*erroP*) no controlador PI é a diferença entre um sinal proveniente do fluxo de potência ativa na LT 525kV Areia - Ivaiporã (*FLinha*) e de um outro sinal de referência (*Pref2*). Esta referência é dinâmica, e resulta da diferença entre o fluxo associado ao Recebimento pela Região Sul pré-contingência (*RSUL**) e um outro valor

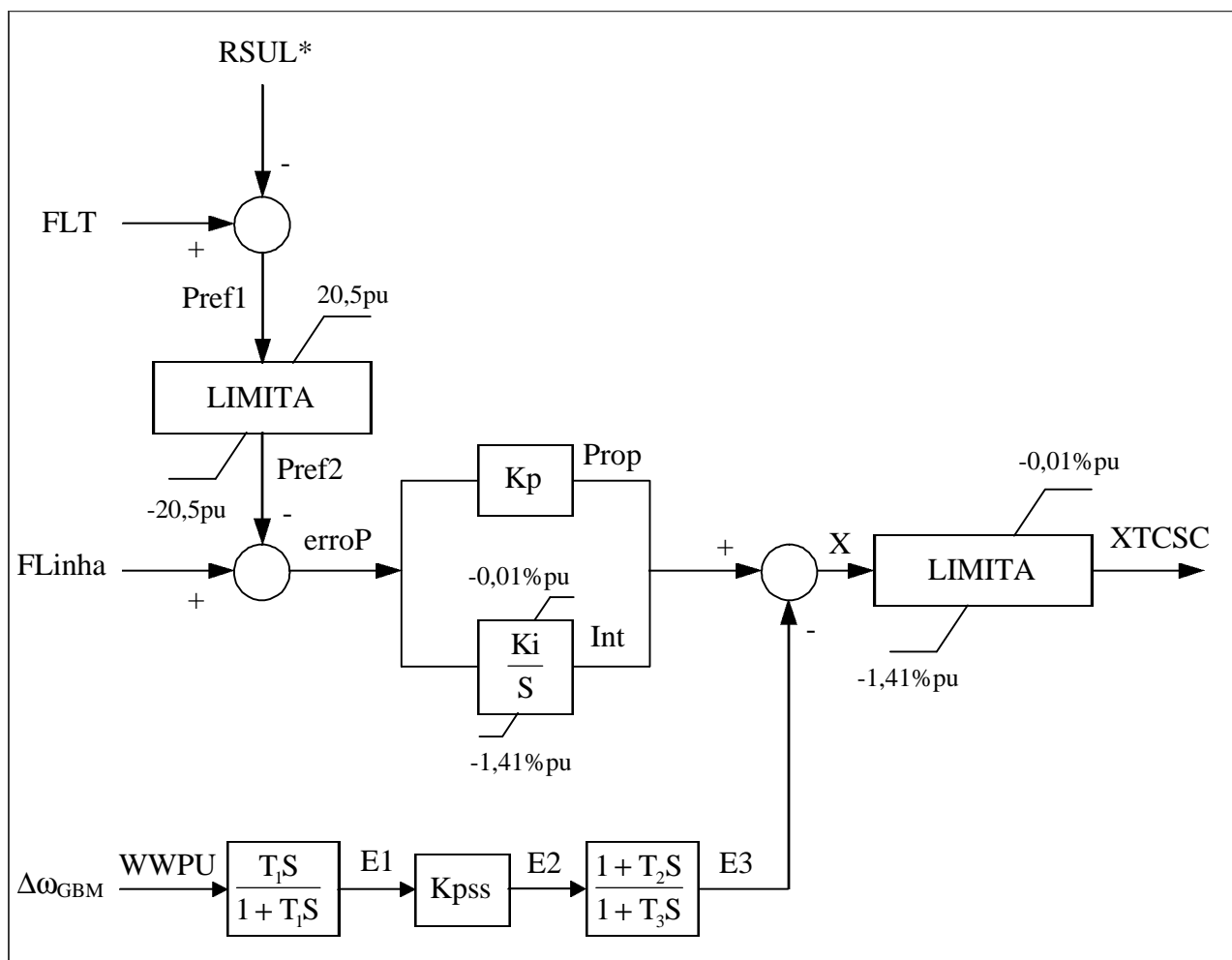


Figura 6.1 - Controle utilizado para o TCSC.

(*FLT*) que é dado pelo somatório do fluxo das linhas de interligação entre a Região Sul e a Região Sudeste menos o fluxo da LT 525kV Areia - Ivaiporã. Este valor é obtido a partir da especificação do fluxo nas LTs 525kV Ivaiporã - Ivaiporã 1 e 2 através da soma dos fluxos das linhas que o compõe, utilizando-se a combinação dos fluxos das linhas: LT 525kV Salto Santiago - Ivaiporã e da LT 525kV Londrina - Ivaiporã, e suprimindo o fluxo de potência ativa da LT 525kV Areia - Ivaiporã. A diferença entre o valor de *RSUL** e o de *FLT* resulta no valor do fluxo de potência ativa necessária (na LT 525kV Areia - Ivaiporã) para manter o RSUL constante. Este valor de fluxo *Pref1*, é limitado pelos valores de máximo carregamento permissível na linha e gera *Pref2*. O estabilizador usa o sinal de variação da velocidade das máquinas da UHE G. B. M. como sinal estabilizante. É constituído de: *Washout*, *Ganho* e *Lead-Lag*. A diferença entre os sinais do controlador PI e do estabilizador fornece o valor do X_{TCSC} , que está limitado para compensar entre 0 e 70% da reatância série da linha. Na Tabela 6.1 são apresentados os valores das constantes utilizadas.

Tabela 6.1 - Constantes utilizadas no controle do TCSC.

Kp	Ki	T₁	T₂	T₃	Kpss
0,0003	0,003	0,05	0,095	0,10	20

6.2.5 – Metodologia utilizada

Conforme descrito em 4.6.2, a partir dos critérios estabelecidos, são determinados os intercâmbios limite permissíveis para os regimes de cargas média e pesada, da Região Sul para a Região Sudeste, resultante de contingências simuladas na Região Sul. Esta análise é realizada considerando-se o seguinte:

- Sem compensação série de reativos (fixa ou variável);
- Com uma compensação de reativos fixa série de 50% da reatância da linha;
- Considerando a duplicação da LT 525kV Areia - Ivaiporã; e
- Com um TCSC compensando entre 0 e 70% da reatância série da LT 525kV Areia - Ivaiporã, estando inicialmente com 50%.

Adicionalmente, são simulados também os seguintes casos:

- Perda de um bloco de geração equivalente a 1000MW na Região Sul;

- Realizada uma simulação com a inclusão da linha de transmissão de 525kV a ser construída entre as subestações de Londrina, Assis e Araraquara, para avaliar o ganho acrescentado à estabilidade do sistema.

Estas simulações tem como objetivo determinar uma medida de sensibilidade para cada uma dessas situações. A seguir são apresentados os resultados obtidos para todas as simulações realizadas.

6.3 - Resultados das simulações para o sistema de transmissão sem a inclusão de compensação série

Nestas simulações são determinados os limites de RSUL para o sistema elétrico sem compensação de reativos na LT 525kV Areia - Ivaiporã. Estes intercâmbios servem como referência para avaliação das vantagens/desvantagens resultantes da inclusão de compensação de reativos fixa/variável na citada linha.

6.3.1 - Carga média

A contingência mais crítica neste regime de carga é obtida para a simulação de:

- curto-circuito monofásico na barra de 525kV da SE Salto Santiago ; e
- após 80ms, eliminação deste curto-circuito com desligamento simultâneo da LT 525kV Salto Santiago - Ivaiporã.

Esta simulação mostra-se, dentre as demais contingências em linhas de 525kV do sistema da ELETROSUL, como sendo a mais restritiva, e portanto, a que determina o limite de intercâmbio da Região Sul para a Região Sudeste. Como resultado é obtido um RSUL de 3200MW.

Este valor de intercâmbio indica que, para o sistema completo e sem o incremento de compensação série na linha (fixa ou variável), qualquer contingência na rede de 525kV do sistema de transmissão da ELETROSUL apresentaria um comportamento dinamicamente estável.

Na Figura 1 do Apêndice D.1, é apresentado o fluxo de potência ativa na LT 525kV Areia - Ivaiporã para esta contingência. Como resultado da perda da LT 525kV Salto Santiago - Ivaiporã, naturalmente haverá um aumento no carregamento da LT 525kV Areia - Ivaiporã, assim como nas

demais linhas responsáveis pela interligação Sul-Sudeste. Nesta simulação, a LT 525kV Areia - Ivaiporã resulta com um fluxo de potência ativa dentro da faixa admissível: < 2050MW.

Na Figura 3 do Apêndice D.1, é apresentada a variação do ângulo do eixo q (graus) do gerador da UHE G. B. M. resultante da contingência analisada. A partir de (E.1) do Apêndice E, é obtido um coeficiente de amortecimento de $\zeta = 12,3\%$ (dentro do critério limitante $\zeta \approx 10\%$).

Na Figura 5 do Apêndice D.1, estão apresentadas as curvas dos ângulos do eixo q dos geradores das máquinas das UHE G. B. M., UTE Jorge Lacerda C, UHE Salto Osório, UHE Itaipú e da UHE Itaúba, todas referenciadas ao ângulo da máquina *swing* (UHE Ilha Solteira). Verifica-se que estas máquinas da Região Sul estão oscilando na mesma frequência. Este resultado valida a premissa de utilizar a máquina da UHE G. B. M. como sendo a referência de estabilidade dinâmica das máquinas da Região Sul.

6.3.2 - Carga pesada

Da mesma forma que no caso de carga média, a contingência mais crítica neste Regime de Carga, é obtida com:

- curto-circuito monofásico na barra de 525kV da SE Salto Santiago ; e
- após 80ms, eliminação deste curto-circuito com desligamento simultâneo da LT 525kV Salto Santiago - Ivaiporã.

O limite de intercâmbio RSUL resultante é de 3200MW.

A Figura 2 do Apêndice D.1, apresenta o comportamento do fluxo de potência ativa na LT 525kV Areia - Ivaiporã. A perda da LT 525kV Salto Santiago - Ivaiporã também leva a um aumento no carregamento da LT 525kV Areia - Ivaiporã, mas dentro do carregamento máximo admissível (2050MW).

A Figura 4 do Apêndice D.1, apresenta a variação ocorrida para o ângulo do gerador da UHE G. B. M. com relação à máquina *swing*. O coeficiente de amortecimento resultante é de $\zeta = 10,9\%$.

A Figura 6 do Apêndice D.1 apresenta um comportamento conforme e representativo com relação à oscilação das máquinas da Região Sul. Permite observar o comportamento obtido para várias máquinas da Região Sul, como consequência da contingência citada.

6.4 - Resultados das simulações para a inclusão de compensação fixa na LT 525kV

Areia - Ivaiporã

Neste item é observado o comportamento dinâmico do sistema para a inclusão de compensação fixa de 50% da reatância série para a LT 525kV Areia - Ivaiporã.

6.4.1 - Carga média

Nesta avaliação é fixado um RSUL de 3600MW, e após aplicada uma contingência associada à LT 525kV Salto Santiago - Ivaiporã.

Através das figuras apresentadas no Apêndice D.2, observa-se que:

- Figura 1 - O fluxo de potência ativa na LT Areia - Ivaiporã cresce (como esperado) com a perda da LT 525kV Salto Santiago - Ivaiporã, para um valor de aproximadamente 2300MW, ficando portanto, acima do carregamento máximo suportado pela linha (2050MW);
- Figura 3 - A variação de velocidade da máquina da UHE G. B. M. é amortecida com um coeficiente de amortecimento de $\zeta = 10,9\%$;
- Figura 5 - O RSUL pré-contingência é 3600MW e cai em torno de 100MW, sem que exista possibilidade de regulação por parte da compensação.

6.4.2 - Carga pesada

Analogamente aos resultados obtidos para a carga média, na carga pesada a inclusão de compensação fixa permite que se obtenha um RSUL de 3700MW, e a contingência mais restritiva é a falta associada à LT 525kV Salto Santiago - Ivaiporã.

Nas figuras do Apêndice D.2, pode-se observar que:

- Figura 2 - O fluxo de potência ativa na LT 525kV Areia - Ivaiporã aumenta em aproximadamente 1100MW com a perda da LT 525kV Salto Santiago - Ivaiporã, passando para um valor da ordem de 2450MW, implicando também num carregamento acima do máximo permitido para esta linha;
- Figura 4 - A variação de velocidade da máquina da UHE G. B. M. é amortecida com um coeficiente de amortecimento de $\zeta = 10,0\%$;

- Figura 6 - O RSUL pré-contingência é 3700MW e cai em torno de 50MW, sem que exista possibilidade de regulação por parte da compensação.

6.5 - Resultados das simulações para a duplicação da LT 525kV Areia - Ivaiporã

Neste item são feitas simulações considerando duplicação da LT 525kV Areia - Ivaiporã.

6.5.1 - Carga média

O limite de intercâmbio é determinado pela seguinte contingência:

- curto-circuito monofásico na barra de 525kV da SE Salto Santiago; e
- após 80ms, eliminação do curto com desligamento da LT 525kV Salto Santiago - Ivaiporã.

Neste caso, observa-se a partir das curvas apresentadas nas Figuras 1, 3 e 5 do Apêndice D.3, que:

- Figura 1 - O fluxo de potência ativa na LT 525kV Areia - Ivaiporã, agora distribuído entre duas linhas, também cresce com a perda da LT 525kV Salto Santiago - Ivaiporã, mas para um valor aquém do máximo carregamento da linha (aproximadamente 1150MW).
- Figura 3 - Desvio de velocidade da máquina da UHE G. B. M. é amortecido com um coeficiente de amortecimento de $\zeta = 10,4\%$;
- Figura 5 - O RSUL pré-contingência é de 3600MW. Após a contingência fica reduzido em aproximadamente 50MW.

6.5.2 - Carga pesada

A contingência mais restritiva também está associada à falta associada à LT 525kV Salto Santiago - Ivaiporã. Foram obtidos os seguintes dados, conforme Apêndice D.3:

- Figura 2 - O fluxo de potência ativa da LT 525kV Areia - Ivaiporã, aumenta para um valor de aproximadamente 1220MW (abaixo do máximo carregamento da linha).
- Figura 4 - O coeficiente de amortecimento para o desvio de velocidade da máquina da UHE G. B. M. é de $\zeta = 10,3\%$;
- Figura 6 - O RSUL pré-contingência é de 3700MW. Após a contingência fica reduzido em aproximadamente 70MW.

6.6 - Resultados da inclusão de um TCSC na LT 525kV Areia - Ivaiporã

A avaliação de um TCSC na LT 525kV Areia - Ivaiporã é realizado para duas situações distintas:

- Em carga média: primeiramente para um RSUL de 3600MW, com o objetivo de comparar o seu desempenho com o obtido com a compensação fixa e a duplicação da linha. Depois é determinado o máximo RSUL; e
- Em carga pesada: idem, sendo que primeiramente para um RSUL de 3700MW.

6.6.1- Carga média

Com RSUL de 3600MW a contingência mais restritiva é:

- curto-circuito monofásico na barra de 525kV da SE Salto Santiago; e
- após 80ms, eliminação do curto-circuito com desligamento simultâneo da LT 525kV Salto Santiago - Ivaiporã.

De acordo com as figuras apresentadas no Apêndice D.4, resultam os seguintes comentários:

- Figura 1 - Com a perda da LT 525kV Salto Santiago - Ivaiporã, o fluxo de potência ativa da LT 525kV Areia - Ivaiporã tende a aumentar para um valor acima do máximo carregamento da linha. Com a limitação imposta pelo controle do TCSC este fica mantido no máximo (= 2050MW);
- Figura 3 - O coeficiente de amortecimento para a curva do desvio de velocidade das máquinas da UHE G. B. M. passa a ser $\zeta = 24,6\%$;
- Figura 5 - Após a ocorrência, o RSUL é reduzido em aproximadamente 100MW, já que o controle do TCSC limita o fluxo na LT 525kV Areia - Ivaiporã, em detrimento de manter o intercâmbio constante;
- Figura 7 - A reatância do TCSC ajusta-se, aumentando o seu valor em aproximadamente 0,64% pu (diminuindo a compensação da linha), para atender à determinação do seu controle.

O limite de intercâmbio RSUL é de 3800MW. As Figuras 9, 11, 13 e 15 do Apêndice D.4, apresentam os seguintes resultados:

- Figura 9 - Com a limitação imposta pelo controle do TCSC o valor de fluxo na LT 525 kV Areia - Ivaiporã é mantido no valor de máximo carregamento da linha (= 2050MW);

- Figura 11 - O coeficiente de amortecimento é de $\zeta = 18,2\%$;
- Figura 13 - O RSUL fica reduzido em aproximadamente 100MW, já que o controle do TCSC limita o fluxo na LT 525kV Areia - Ivaiporã;
- Figura 15 - A reatância do TCSC ajusta-se, aumentando o seu valor para o valor máximo, proporcionando o aumento da reatância série total da linha, e conseqüentemente limitando o fluxo.

Além das simulações precedentes, as quais foram realizadas para determinar o máximo RSUL, destaca-se que em todas as demais simulações envolvendo as linhas de transmissão de 525kV da ELETROSUL, o sistema apresentou um comportamento dinamicamente estável. Nestas simulações estão incluídas as contingências das linhas de 525kV da interligação Sul-Sudeste: Bateias - Ibiúna e Ivaiporã(E) - Ivaiporã(F).

Além dessas simulações, no Apêndice D.5 estão apresentadas as principais curvas relativas à perda de um bloco de geração de 1000MW na Região Sul com um RSUL de 3800MW. Observa-se que o sistema também possui um comportamento dinamicamente estável.

Adicionalmente, no Apêndice D.6 estão apresentados os resultados das simulações considerando a inclusão de uma nova linha de transmissão: LT 525kV Londrina - Assis - Araraquara. Inicialmente esta linha de transmissão não estava prevista no Plano de Ampliação e Reforços na Rede Básica - PAR 2002/2004 utilizado, mas de acordo com o PAR 2003/2005 [55], deverá estar concluída no horizonte vislumbrado por este trabalho, e a contingência: curto-circuito monofásico na barra de 525kV da SE Salto Santiago, e após 80ms, eliminação deste curto-circuito com desligamento simultâneo da LT 525kV Salto Santiago - Ivaiporã, para um RSUL de 3800MW, é a mais restritiva.

6.6.2 - Carga pesada

Da mesma forma que para as simulações realizadas para o regime de carga média, foram realizadas simulações para carga pesada com RSUL de 3700MW. Nesta situação, a contingência mais restritiva é a aplicação de um curto-circuito monofásico na barra de 525kV da SE Salto Santiago, e após 80ms a eliminação do curto, com desligamento da LT 525kV Salto Santiago - Ivaiporã. Conforme apresentado no Apêndice D.4, são obtidos os seguintes resultados:

- Figura 2 - Com a tendência de o fluxo aumentar para um valor acima do máximo carregamento da linha, o controle do TCSC limita este fluxo mantendo-o no valor de máximo carregamento.

- Figura 4 - O coeficiente de amortecimento para as máquinas da UHE G. B. M. é de $\zeta = 18,4\%$;
- Figura 6 - O intercâmbio é reduzido em torno de 100MW no período pós-contingência, face à limitação do fluxo LT 525kV Areia - Ivaiporã;
- Figura 8 - A reatância aumenta o seu valor para limitar o fluxo de potência ativa na linha.

Para um RSUL de 3800MW, o caso mais crítico é dado pela mesma contingência que nos casos anteriores. Conforme apresentado nas Figuras 10, 12, 14 e 16 do Apêndice D.4. Resulta que:

- Figura 10 - Com a limitação imposta pelo controle do TCSC o valor de fluxo na LT 525kV Areia - Ivaiporã é mantido no valor de máximo carregamento da linha;
- Figura 12 - O coeficiente de amortecimento fica em $\zeta = 12,5\%$;
- Figura 14 - O RSUL fica reduzido em aproximadamente 100MW, devido ao controle do TCSC;
- Figura 16 - A reatância do TCSC aumenta seu valor para o valor máximo.

6.7 - Análise dos resultados

A partir dos resultados apresentados e para os critérios utilizados, a seguir são feitas algumas considerações sobre os resultados obtidos, com destaque para o comportamento do TCSC com relação à estabilidade dinâmica do sistema.

6.7.1 - Carga média

Para este regime de carga, observa-se que a inclusão de uma reatância fixa na LT 525kV Areia - Ivaiporã, proporciona a elevação do RSUL em aproximadamente 400MW (RSUL = 3600MW), com relação ao caso sem adição de compensação. Para este nível de intercâmbio, mas sem compensação, o sistema apresenta uma resposta oscilatória conforme Fig. 7 do Apêndice D.1.

A partir das curvas dadas pelas Figuras 1 e 5 do Apêndice D.2, pode-se observar que a compensação fixa apresenta então algumas desvantagens:

- impossibilidade de controle do fluxo de potência ativa na LT 525kV Areia - Ivaiporã;
- impossibilidade de controle do intercâmbio programado entre as áreas Sul e Sudeste;

ou seja, tanto o fluxo na linha quanto o intercâmbio, serão determinados pelo próprio sistema, como uma consequência das impedâncias/fontes associadas. Numa configuração mais elaborada, poderia haver apenas um controle discretizado, através da inclusão/exclusão de elementos reativos.

A principal vantagem desta forma de compensação está associada à redução do custo-benefício de implementação frente a outras alternativas de ampliação da capacidade de transmissão.

Com relação à alternativa de duplicação da linha, esta apresenta-se sob o aspecto de confiabilidade do sistema como um ganho, já que incorpora ao sistema, vantagens como:

- a perda ou a indisponibilidade de uma das linhas não conduz à total desconexão entre as barras, pois em princípio, a interligação deve ficar mantida pela linha remanescente em paralelo;
- divisão de carregamento dos fluxos de potência.

Este último, garante que o limite de carregamento é preservado, mas em contrapartida, no caso da duplicação da LT 525kV Areia - Ivaiporã, este mesmo benefício poderia ser considerado como um inconveniente, já que os níveis de fluxos de potência transmitidos ficariam muito aquém do seu carregamento máximo, sub-utilizando a linha, conforme mostrado na Figura 1 do Apêndice D.3. Deve-se considerar ainda, que além dos custos envolvidos num empreendimento desta magnitude, a construção de uma nova linha de transmissão estaria submetida a uma série de restrições (ambientais, construtivas, temporais, institucionais, etc), sem agregar na mesma proporção, vantagens adicionais sob o aspecto de estabilidade dinâmica, que justificassem a sua escolha como uma alternativa viável. Evidentemente, uma análise mais acurada seria recomendável.

Pode-se então concluir que sob o ponto de vista de estabilidade dinâmica, tanto a compensação fixa de reativos quanto a duplicação da linha, apresentam-se como alternativas equivalentes. A Tabela 6.2 sintetiza o carregamento obtido na LT 525kV Areia - Ivaiporã.

Tabela 6.2 - Fluxo na LT 525kV Areia - Ivaiporã para um RSUL de 3600MW.

	Compensação Fixa	Duplicação Linha	TCSC
Fluxo de Potência Pós-contingência (MW)	2300	1200	2050
Coefficiente de Amortecimento ζ (%)	10,9	10,4	24,6

A inclusão de um TCSC introduz características diferentes das alternativas anteriores. As principais estão associadas à capacidade de ajuste da reatância resultante do TCSC, e são:

- Controle do fluxo de potência ativa na linha;
- Controle de amortecimento do sistema; e
- Aumento do intercâmbio entre áreas.

As Figuras 6.2 a 6.4 apresentam estas características, e estão plotadas em conjunto com as curvas obtidas para a Compensação Fixa Série. Por meio destas curvas é possível observar o quanto um TCSC pode ser efetivo no atendimento das condições estabelecidas pelo usuário/sistema.

A Figura 6.2 apresenta o intercâmbio recebido pela Região Sul de 3600MW, onde se verifica que o intercâmbio programado não é atendido, em função de que há restrição no sistema de transmissão com relação ao máximo carregamento da LT 525kV Areia - Ivaiporã. Este carregamento é limitado pelo controle do TCSC, conforme mostrado na Figura 6.3.

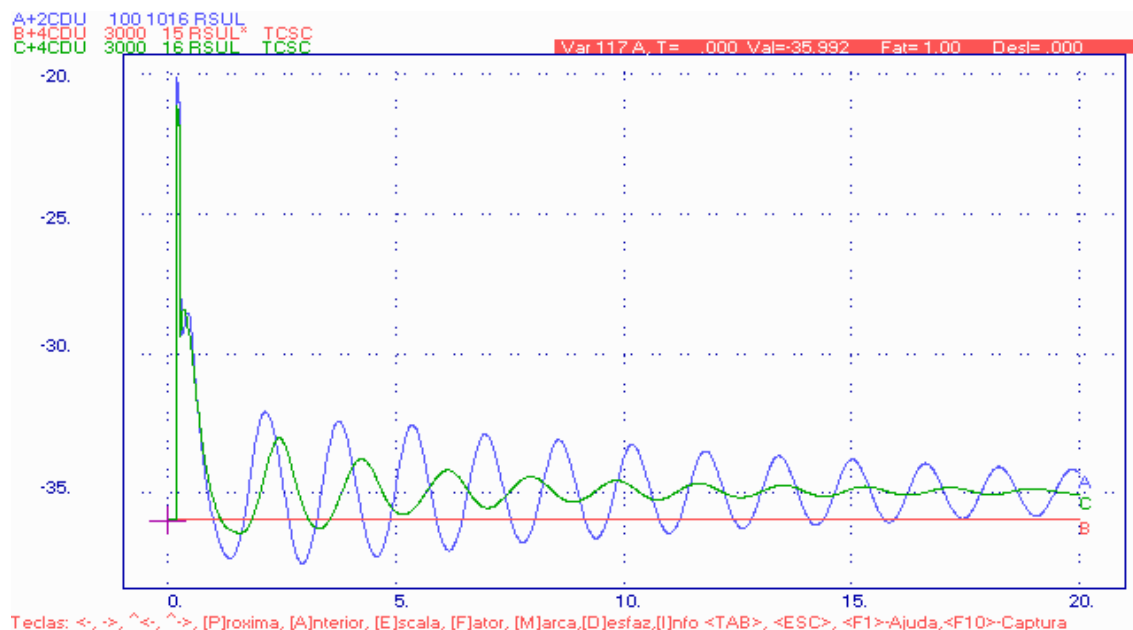


Figura 6.2 - Recebimento pela Região Sul (RSUL de 3600MW).

Notação: Curva A - Compensação Fixa Série, Curva B - RSUL Pré-contingência, Curva C - TCSC

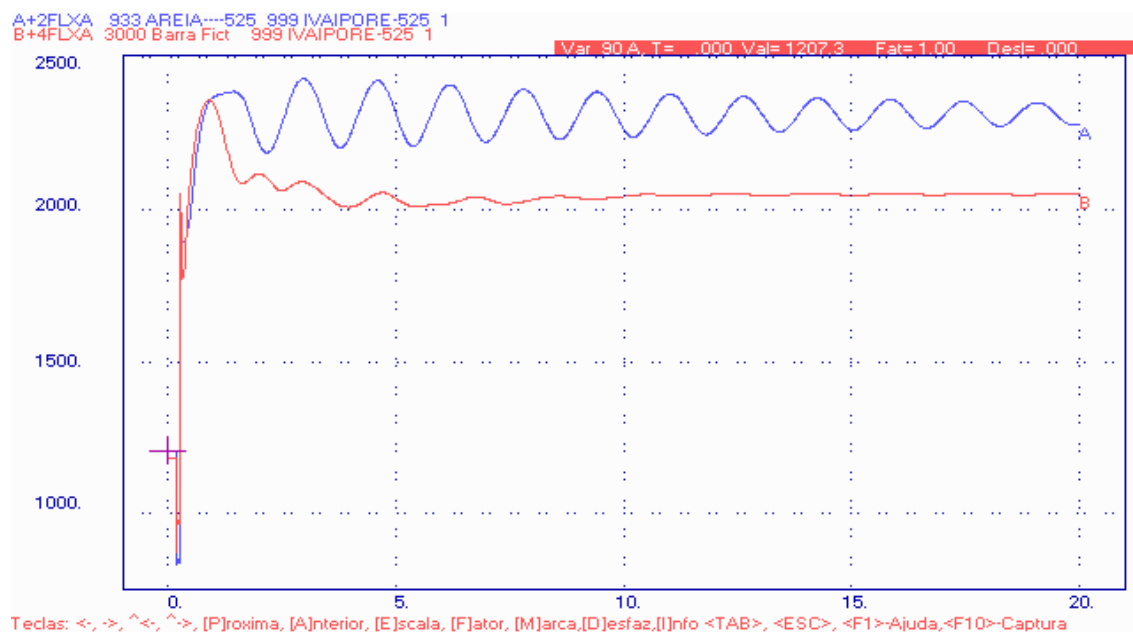


Figura 6.3 - Fluxo de Potência Ativa (MW) na LT 525kV Areia - Ivaiporã com RSUL de 3600MW.

Notação: Curva A - Compensação Fixa Série, Curva B - TCSC

Observa-se que o TCSC permite que o intercâmbio seja elevado até o valor onde o fluxo de potência ativa da linha não viole o máximo carregamento da mesma. E este é o comportamento esperado para o controle do TCSC: sempre que algum dos parâmetros for limitado (carregamento de linha ou reatância do TCSC), o intercâmbio ficará abaixo do valor programado, mas será o máximo valor possível dentro das condições operativas disponíveis.

Na Figura 6.4 observa-se o ganho na margem de estabilidade proporcionado pelo TCSC com relação à compensação fixa. O coeficiente de amortecimento passa de $\zeta = 10,9\%$ para $\zeta = 24,6\%$. Este ganho de amortecimento indica que é possível haver a elevação do intercâmbio RSUL.

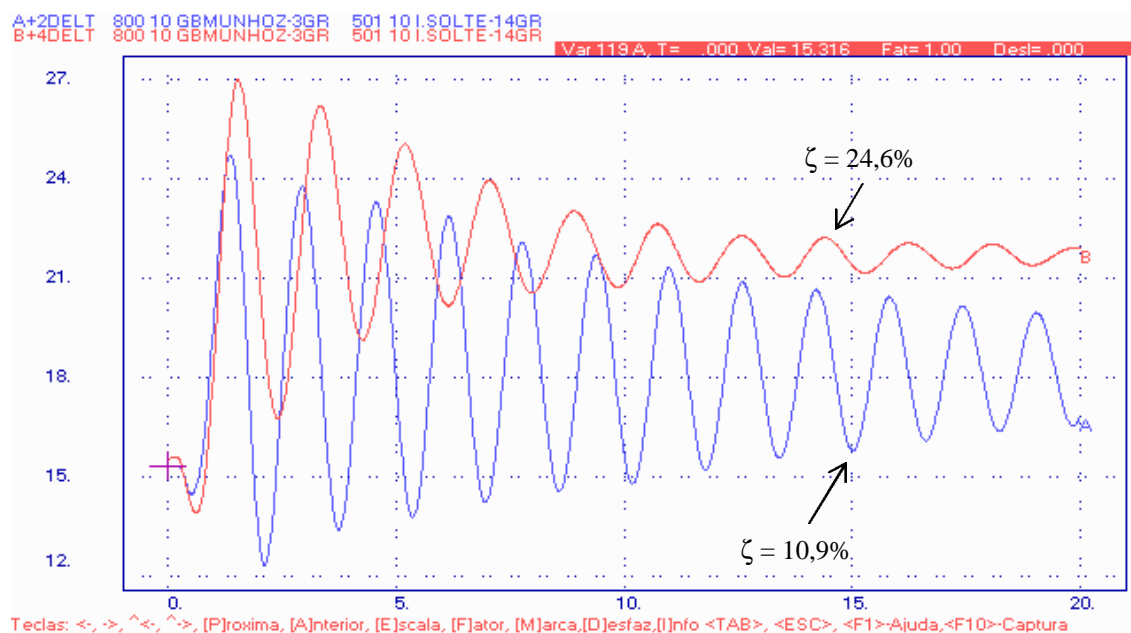


Figura 6.4 - Ângulo q do gerador da UHE G. B. M. (graus) com RSUL de 3600MW.

Notação: Curva A - Compensação Fixa Série, Curva B - TCSC

Em conformidade com os comentários feitos no item 6.6.1, a determinação do limite de intercâmbio RSUL para este regime de carga, é dado pelo máximo carregamento na LT 525kV Areia - Ivaiporã, e não pelo critério definido no Apêndice E, já que para um $\zeta \approx 10\%$, o RSUL deveria ser aumentado, e então o carregamento da LT 525kV Areia - Ivaiporã superado. Assim, o Recebimento pela Região Sul fica limitado em RSUL de 3800MW. Para este nível de intercâmbio a contingência mais crítica é:

- curto-circuito monofásico na barra de 525kV da SE Salto Santiago;
- após 80ms, eliminação do curto-circuito com desligamento simultâneo da LT 525kV Salto Santiago - Ivaiporã.

Observa-se que além de apresentar características diferentes das demais alternativas analisadas, o TCSC proposto confere um ganho adicional no intercâmbio de 200MW com relação à compensação fixa, e de 600MW com relação ao caso sem compensação.

É importante salientar o controle do TCSC necessitaria ser otimizado para que pudesse ser potencializada a sua utilização, inclusive com a utilização de um controle robusto, se necessário. Não obstante este fato, outros estudos poderiam ser destinados a avaliar o custo-benefício dessa otimização, associando-a às disponibilidades de outros controles operativos disponíveis no sistema. Estas ações poderiam envolver a criação de esquemas de controles de emergência, determinando por exemplo, montantes de carga, geração, transmissão e/ou de outros elementos, que em conjunto com o TCSC, proporcionassem o melhor desempenho do sistema.

A Figura 6.5 apresenta o resultado da simulação contemplando um TCSC na LT 525kV Areia - Ivaiporã para uma contingência associada à LT 525kV Areia - Salto Santiago com RSUL de 3600MW. Neste caso, o sistema é considerado com e sem a inclusão da nova linha de transmissão de 525kV interligando as subestações de Londrina, Assis e Araraquara. Como resultado desta simulação é obtido um coeficiente de amortecimento que passa de $\zeta = 9,4\%$ para $\zeta = 18,2\%$. Isto sem dúvida, confere ao sistema um ganho que pode ser explorado através da utilização de intercâmbios ainda maiores, ou como uma maior disponibilização de margem de segurança.

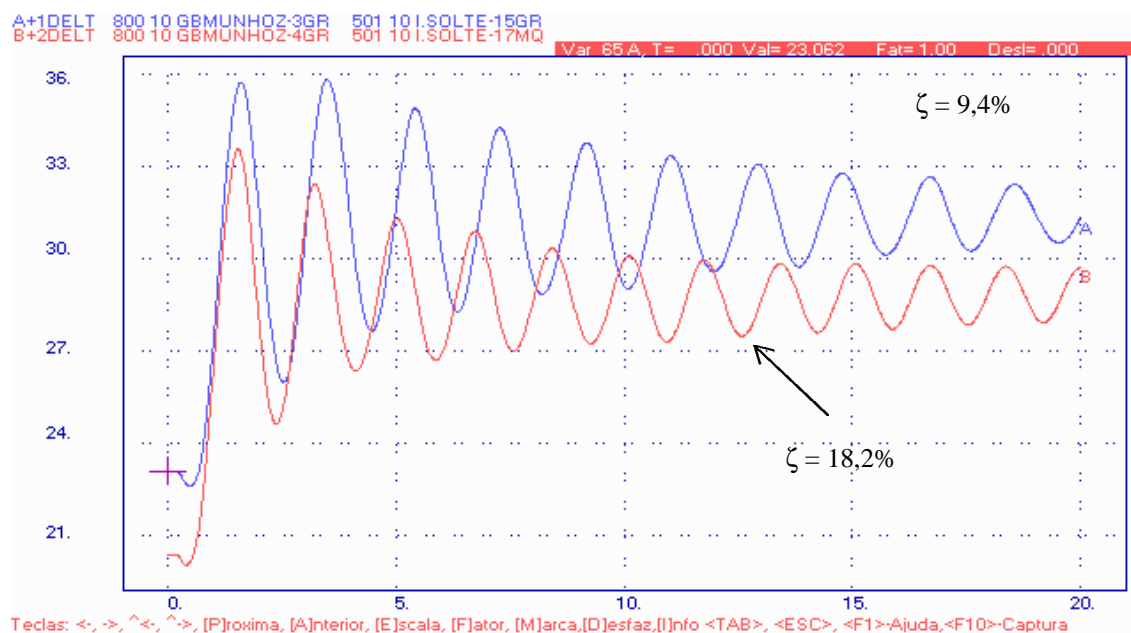


Figura 6.5 - Ângulo q do gerador da UHE G. B. M. (graus) com RSUL de 3800MW: perda e f alta associadas à LT 525kV Areia - Ivaiporã

Notação: Curva A - Sem a LT 525kV Londrina/Assis/Araraquara
Curva B - Com a LT 525kV Londrina/Assis/Araraquara

6.7.2 - Carga pesada

Basicamente os resultados obtidos para carga pesada apresentam o mesmo comportamento da Carga Média, e permitem portanto, as mesmas conclusões. Assim, a inclusão de uma reatância fixa na LT 525kV Areia - Ivaiporã, proporciona uma elevação do RSUL de 500MW, com relação ao caso sem compensação. Na Figura 8 do Apêndice D.1 são representadas as curvas sem compensação para este mesmo nível de intercâmbio: o sistema apresentaria uma resposta oscilatória.

A partir das Figuras 2 e 6 do Apêndice D.2, observa-se a incapacidade que a compensação fixa apresenta no controle do fluxo na LT 525kV Areia - Ivaiporã, implica que o máximo carregamento da linha seja ultrapassado. Não há controle também do intercâmbio.

De acordo com a Figura 2 do Apêndice D.3, a duplicação da linha garante que o limite de carregamento seja preservado, mas como visto para carga média, este benefício poderia ser considerado como um inconveniente, dado que os fluxos de potência transmitidos ficariam muito reduzidos, e desta forma, sub-utilizando a linha.

Além disto, a partir da curva de variação de velocidade das máquinas da UHE G. B. M. - Figura 4 do Apêndice D.3 - o coeficiente de amortecimento é de $\zeta = 10,3\%$. Isto reforça que sob o ponto de vista de estabilidade dinâmica, tanto a compensação fixa de reativos quanto a duplicação da linha, apresentam-se como alternativas equivalentes.

A Tabela 6.3 apresenta os dados mais relevantes de cada uma das alternativas analisadas, considerando a contingência mais restritiva (perda da LT 525kV Salto Santiago - Ivaiporã), para um RSUL de 3700MW.

Tabela 6.3 - Fluxo na LT 525kV Areia - Ivaiporã para um RSUL de 3700MW.

	Compensação Fixa	Duplicação Linha	TCSC
Fluxo de Potência Pós-contingência (MW)	2450	1220	2050
Coeficiente de Amortecimento ζ (%)	10,0	10,3	18,4

As Figuras 6.6 a 6.8 apresentam curvas resultantes da atuação do TCSC em carga pesada. Estão registradas em conjunto com as curvas da Compensação Fixa e do TCSC para a mesma contingência e intercâmbio.

A Figura 6.6 mostra que devido à limitação imposta pelo controle do fluxo na LT 525kV Areia - Ivaiporã, o intercâmbio é reduzido em aproximadamente 100MW, indicando que o

intercâmbio ficará abaixo do valor programado, mas será o máximo valor possível dentro das condições operativas disponíveis.

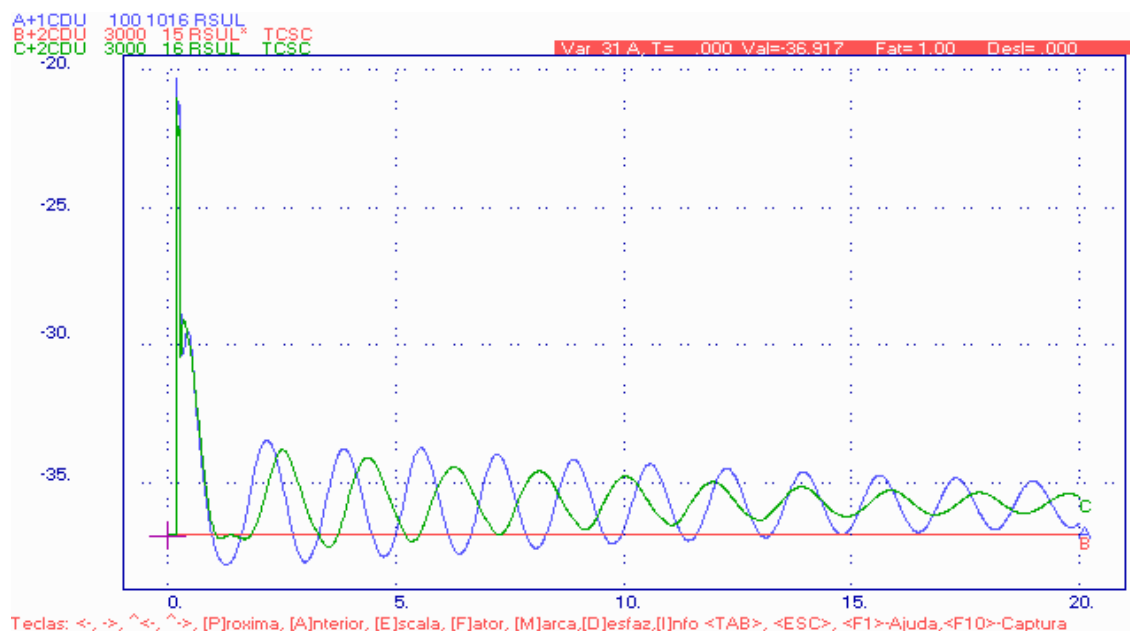


Figura 6.6 - Recebimento pela Região Sul RSUL (MW) com RSUL de 3700MW.

Notação: Curva A - Compensação Fixa Série, Curva B - RSUL Pré-contingência, Curva C - TCSC

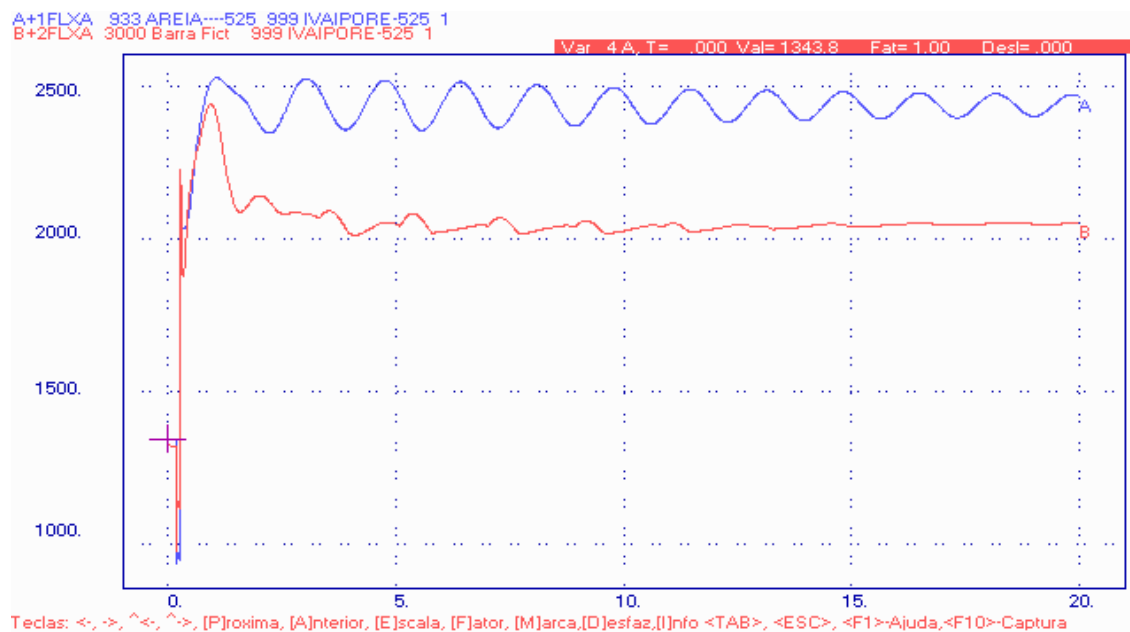


Figura 6.7 - Fluxo de Potência Ativa (MW) na LT 525kV Areia - Ivaiporã com RSUL de 3700MW.

Notação: Curva A - Compensação Fixa Série, Curva B - TCSC

Verifica-se ainda, que a partir das curvas apresentadas nas Figuras 6.7 e 6.8, além de controlar o fluxo na linha e garantir um alto intercâmbio, mesmo após uma grave contingência, o

TCSC ainda proporciona um aumento no amortecimento. Isto pode ser observado comparando-se os coeficientes de amortecimento resultantes para a mesma contingência e mesmo intercâmbio, obtidos com a compensação fixa $\zeta = 10,0\%$, e o TCSC, $\zeta = 18,4\%$.

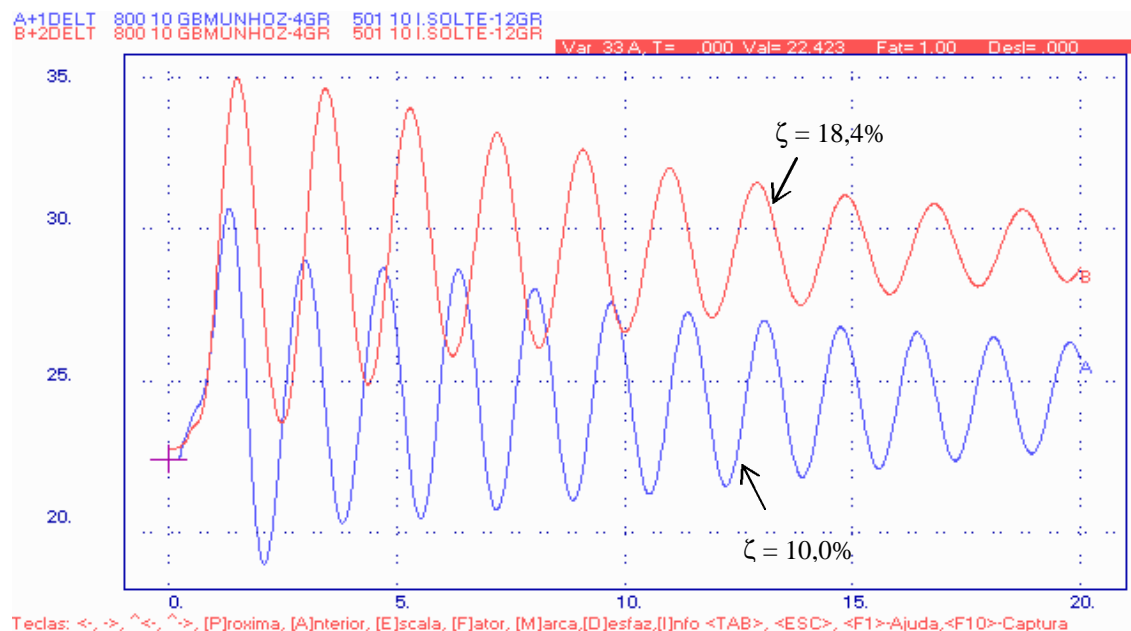


Figura 6.8 - Ângulo q do gerador da UHE G. B. M. (graus) com RSUL de 3700MW

Notação: Curva A - Compensação Fixa Série, Curva B - TCSC

Da mesma forma como foi verificado para carga média, em carga pesada, o limite de intercâmbio RSUL é dado pelo máximo nível de carregamento na LT 525kV Areia - Ivaiporã, resultando em RSUL de 3800MW. Resulta assim que a implementação do TCSC em carga pesada proporciona um ganho de 100MW com relação à compensação fixa, e um ganho de 600MW com relação ao caso simulado sem compensação.

6.8 - Conclusões

Neste Capítulo, foi realizada uma avaliação de modo a quantificar, sob o ponto de vista da estabilidade dinâmica do sistema, atuação de um TCSC no sistema de transmissão da ELETROSUL.

Verificou-se que a utilização de um TCSC na LT 525kV Areia - Ivaiporã proporciona:

- Controle do fluxo de potência ativa na linha, evitando que o máximo carregamento seja ultrapassado;
- Em situações de contingências, que o intercâmbio programado entre as áreas Sul e Sudeste seja mantido no máximo valor permissível, respeitando restrições operativas;

- Aumento do amortecimento do sistema;
- Os limites de Recebimento pela Região Sul para os regimes de carga média e pesada, que estão apresentados na Tabela 6.4;
- Elevação dos limites de Recebimento pela Região Sul. Na Tabela 6.4 é apresentada uma comparação do ganho obtido com relação ao caso-base (sem compensação) e com relação a outras alternativas;

Tabela 6.4 - Limite de intercâmbio RSUL e comparação com outras alternativas.

Regime de Carga	Limite de Intercâmbio RSUL	Ganho com relação à	
		Compensação Fixa ou Duplicação Linha	Sem Compensação
Média	3800 MW	200 MW	600 MW
Pesada	3800 MW	100 MW	600 MW

- Necessidade de criação de um esquema especial de corte de geração para contingências envolvendo a linha ao qual está conectado.

Observa-se que para todas as alternativas avaliadas, e dentre todas as contingências analisadas, a contingência mais restritiva foi a seguinte:

- Curto-circuito monofásico na barra de 525kV da SE Salto Santiago; e
- Após 80ms, eliminação do curto-circuito com desligamento simultâneo da LT 525kV Salto Santiago - Ivaiporã.

Verifica-se que para um limite de intercâmbio de RSUL de 3800MW, o sistema apresentou um comportamento dinamicamente estável para:

- Contingências envolvendo linhas de transmissão de 525kV do sistema de transmissão da ELETROSUL;
- Perda de um bloco de geração de 1000MW na Região Sul.

Devido ao grande número de casos analisados (em torno de 150 simulações), com um tempo médio de 20 minutos cada um, houve uma redução expressiva do trabalho dispendido com o uso da execução em *batch*.

No próximo Capítulo é discutido o binômio **custo** versus **valor** do TCSC especificado e avaliado nos Capítulos 5 e 6.

CAPÍTULO 7

DISPOSITIVOS FACTS: CONSIDERAÇÕES SOBRE CUSTO VERSUS VALOR

7.1 - Introdução

O objetivo deste Capítulo é apresentar algumas considerações com relação aos dispositivos FACTS analisados, num contexto mais amplo. Ou seja, estas considerações não são direcionadas ao desempenho do equipamento frente ao sistema, mas sobre a forma de como o sistema deveria vislumbrar o seu próprio futuro a partir da perspectiva da disponibilização deste recurso. Pretende-se com isto, subsidiar o planejamento e a expansão do sistema elétrico com novos elementos que conduzam não só à equiparação tecnológica mundial, mas também porque a presciência pode representar ganhos.

7.2 - O valor da transmissão de energia elétrica versus investimento em dispositivos FACTS

Em [56] é proposta uma avaliação com o objetivo de mensurar o **valor** da transmissão da energia elétrica, sugerindo a possibilidade de se adicionar ao valor das linhas de transmissão, o possível aumento que possa haver na quantidade de energia elétrica transportada. Evidentemente, este aumento leva a um ganho sobre a eficiência do mercado como um todo, já que mais energia poderá fazer parte da disputa entre áreas concorrentes e com diferentes estruturas de preços.

Neste sentido, os FACTS permitem o aumento da utilização da rede elétrica através do controle dos fluxos de potência. No entanto, as instalações de dispositivos FACTS requerem altos investimentos, e o fato de possibilitar o aumento da capacidade de transferência pode não necessariamente justificar essas novas instalações.

Assim em [56], avalia-se, qualitativamente, benefícios que possam ser adicionados ao valor desses dispositivos, tais como:

- **Estabilidade Estática:** normalmente os sistemas são projetados baseados em critérios de segurança (N-1), significando que o sistema deva ter uma margem de segurança suficiente para operar mesmo que um dos elementos falhe. Com o congestionamento das interligações inter-áreas, isto normalmente leva à máxima capacidade de transferência

permissível, e que geralmente fica muito abaixo do máximo fluxo de potência fisicamente possível;

- **Estabilidade Dinâmica:** melhorar o amortecimento das oscilações do sistema;
- **Capacidade de Transferência:** aumento da capacidade de transferência, direcionando fluxos e melhorando a performance da rede de transmissão. Desta forma, reduz restrições de carga ou de geração, e ao mesmo tempo, reduz perdas no sistema através da redução de fluxos circulantes;
- **Confiabilidade:** redução do risco de perda de carga ou de geração;
- **Adiciona Valor para Operadores Independentes do Sistema e para Operadores do Sistema de Transmissão:** provendo-os da capacidade de fornecer serviços ancilares, como por exemplo, o controle carga-freqüência, a margem de estabilidade, amortecimento inter-área.
- **Relocação:** a possibilidade de mover o dispositivo FACTS para uma nova localização.

Assim, é importante que se possua uma visão ampla sobre a configuração das áreas interligadas, de modo que as análises não venham a resultar em soluções sub-ótimas. Por esta mesma razão, os Operadores de Sistema de Transmissão de diferentes áreas necessitarão trabalhar em parceria, já que havendo congestionamentos entre duas áreas, muitas vezes será mais eficiente instalar dispositivos FACTS numa terceira região para se conseguir melhores resultados.

A questão que fica é: Qual é o valor das transações que deixam de acontecer devido ao congestionamento das interligações? A resposta a esta questão proporciona importantes dados para estimar o valor que possa ser atribuído aos equipamentos FACTS.

Deve ser levado em consideração que, embora os FACTS aliviem congestionamentos da rede e tragam benefícios ao sistema, poderão prejudicar economicamente alguns agentes, que necessariamente deverão alterar os termos de contrato de fornecimento. Ou seja, o impacto causado por esses dispositivos no mercado de energia elétrica necessita ser avaliado com a devida profundidade, de modo que as perspectivas de benefícios inerentes não agreguem prejuízos que inviabilizem a sua utilização [57].

Em [58] é apresentado um método baseado em programação linear com o objetivo de comparar economicamente o reforço da rede de transmissão com a implantação de FACTS. Nesse artigo é sugerido que os benefícios econômicos e técnicos resultantes da inclusão desses dispositivos no sistema de potência sejam claramente identificados, de modo a justificar a migração para o uso da tecnologia FACTS, já que o artigo conclui, que sob o ponto de vista econômico o reforço da rede elétrica mostra-se como a opção mais atrativa do que a instalação de FACTS.

O que efetivamente pode-se deduzir é que o assunto é complexo e merece uma análise mais aprofundada, mesmo porque em cada projeto o uso dos dispositivos FACTS é sempre

constituído de particularidades, tais como: função, tipo, localização, critérios utilizados, tempo de vida útil, operação e manutenção. Da mesma forma, as alternativas disponíveis também diferem entre um projeto e outro.

Deve-se ressaltar que os FACTS apresentam características que não são encontradas em outros dispositivos aplicados no sistema de potência (compensação reativa e duplicação/recapacitação de linhas de transmissão, por exemplo), e que à medida que as suas aplicações forem crescendo, naturalmente seus custos devem decrescer [2].

De forma a se inquirir os comentários anteriores, a seguir são calculados (em dólares) os custos relativos à implantação do TCSC avaliado nos Capítulos 5 e 6, e também de outras alternativas convencionais de modo a possibilitar a comparação dos resultados.

7.3 - Custos

A seguir é apresentada uma avaliação dos custos de:

- a duplicação da LT 525kV Areia - Ivaiporã;
- a implementação de um TCSC nesta linha; e
- a inclusão de uma compensação reativa fixa na linha.

7.3.1 - Duplicação da LT 525kV Areia - Ivaiporã

Em [59] são apresentados os custos de linhas de transmissão por quilômetro. A Listagem Resumo de Custos das Linhas apresenta os casos de ocorrência mais comuns no país, em Reais e em Dólares, convertido pela taxa de câmbio média do mês de referência.

A Tabela 7.1 apresenta os custos envolvidos para a implantação de uma linha com as características especificadas.

Tabela 7.1 - Orçamento de linha de transmissão.

Tensão (kV)	Estr.	Tipo Corr.	Tipo Circ.	Fund.	Cabo Condutor				Cabo Pára-Raios			CCI	Custo		
					Tipo	Nº	Área		Código	Bitola	Código		Nº	10³US\$/km	10³R\$/km
							AWG/MCM	mm²							
500,0	AA	CA	CS	G	CAA	4	636.0	321,84	GROSBEAK	9.15	AÇO 3/8	2	IVI	196	345

Onde:

- AA - Aço Auto-Portante
- CA - Corrente Alternada
- CS - Circuito Simples

G - Fundação em Grelha

CAA - Cabo de Alumínio com Alma de Aço

CCI - Configuração da Cadeia de Isoladores

A linha de transmissão apresentada na Tabela 7.1, possui características construtivas semelhantes às da LT 525kV Areia - Ivaiporã. Esta linha possui 173 km de comprimento, o que resultaria em um custo de:

US\$ 33,908,000.00

Este custo leva em conta: o projeto, a montagem e a execução, ou seja, só contempla a linha de transmissão (fisicamente), sem considerar por exemplo, os custos de desapropriação.

7.3.2 - Implementação de um TCSC na LT 525kV Areia - Ivaiporã

O custo de implantação de um dispositivo FACTS não é um dado comumente encontrado na literatura, ao mesmo tempo em que também não é algo muito difundido pelos fabricantes. Entre as principais razões apresentadas para este fato está a de que cada aplicação tem as suas particularidades, o que dificulta a comparação de custos entre um projeto e outro [60].

Na exposição realizada por [61], foram apresentadas algumas curvas de custos (apenas orientativos) de US\$ x kvar referentes aos TCSCs. A partir dessas informações, pode-se estimar o custo do TCSC empregado neste trabalho, considerando-se que sua potência reativa (trifásica) gerada é dada por:

$$Q_{TCSC} = 3 \cdot X_{TCXC} \cdot I^2$$

Sendo que a reatância utilizada é de 0,47% pu, ou seja: 0,0047 pu,

e

$$Z_{base} = \frac{V_{base}^2}{S_{base}} = \frac{(525kV)^2}{100MVA} = 2756,25 \Omega$$

logo

$$X_{TCSC} = 12,954 \Omega$$

Dado que $I_{\text{máx}} = 2400 \text{ A}$, então:

$$Q_{\text{TCSC}} \cong 224 \text{ M var}$$

Para este montante de potência reativa, o custo é dado por aproximadamente US\$ 85.00 por kvar, sem considerar impostos. Desta forma, estima-se que para o TCSC empregado neste trabalho um custo de:

$$\text{US\$ } 19,040,000.00$$

7.3.3 - Implementação de uma compensação fixa na LT 525kV Areia - Ivaiporã

Nas mesmas bases utilizadas no item anterior, e considerando uma reatância de 1,008%pu, ou seja: 0,01008pu, resulta em:

$$X_{\text{comp. fixa}} = 27,783 \Omega$$

e então:

$$Q_{\text{comp. fixa}} \cong 480 \text{ M var}$$

De acordo com [61], os custos (apenas orientativos) referentes à compensação fixa, para um montante de 160Mvar, o custo por kvar é dado por aproximadamente US\$ 40.00, sem considerar impostos. Desta forma, pode-se estimar um custo de:

$$\text{US\$ } 18,000,000.00$$

7.3.4 - Análise comparativa de custos

A Tabela 7.2 sintetiza os custos estimados para a implantação de:

- Duplicação da LT 525kV Areia - Ivaiporã;
- TCSC; e

- Compensação Fixa.

Tabela 7.2 - Comparação de custos estimados de implantação.

Custos estimados para implantação (10⁶ US\$)		
Duplicação da LT 525kV Areia - Ivaiporã	TCSC	Compensação Fixa
33.908	19.040	18.000

A partir destes dados podem ser feitas as comparações:

- o custo de duplicação da LT 525kV Areia - Ivaiporã é 78% maior que a implementação de um TCSC;
- o custo de implementação de um TCSC é aproximadamente 6% maior que a implementação de compensação fixa;
- o custo de duplicação da LT 525kV Areia - Ivaiporã é 88% maior que a implementação de compensação fixa.

7.4 - Conclusões

Como visto, os dados de custos resultantes fornecem uma importante comparação entre as alternativas analisadas neste trabalho. Evidentemente, tratam-se de dados apenas orientativos, merecendo portanto, uma avaliação mais profunda, inclusive com consultas a fornecedores.

Adicionalmente, e até pelo que foi tratado nos itens 7.2 e 7.3, a avaliação valor versus custos dos FACTS deve se somar às demais variáveis utilizadas pelo planejamento da expansão do sistema elétrico, de modo que a escolha de uma e/ou de outra alternativa venha a ser considerada na otimização do processo.

CAPÍTULO 8

CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA FUTUROS TRABALHOS

Esta dissertação apresentou uma avaliação sobre a aplicação dos dispositivos FACTS no sistema de transmissão de 525kV da ELETROSUL, com o objetivo de maximizar a transferência de potência ativa da Região Sul para a Região Sudeste do Brasil. Essa situação normalmente impõe grandes restrições operacionais, e portanto, é um importante tema para ser explorado com o uso dos FACTS. Foram analisados os dois tipos mais difundidos no mercado atualmente: o SVC e o TCSC.

Os resultados obtidos nesta dissertação demonstram que a metodologia empregada é exequível com os programas de simulações utilizados pelo setor elétrico nacional, conseqüentemente, constitui-se em uma opção viável para ser aplicada não só pela ELETROSUL mas também por outras empresas do setor de transmissão.

Além disso, a seguir são apresentadas as principais conclusões resultantes do desenvolvimento do presente trabalho, e na seqüência são feitas sugestões para futuros trabalhos:

- Os resultados obtidos em regime permanente, demonstram que TCSC apresenta-se mais eficaz que o SVC para o aumento da capacidade de transmissão de potência ativa entre áreas contíguas do sistema. Para outras funções objetivo (outros índices) o SVC pode ser melhor;
- Dos resultados obtidos para os regimes de carga média e pesada, observa-se que apesar de ambos possuírem cargas ativas relativamente próximas, e que para alguns estados a carga média apresentar fator de potência mais baixo, é nos casos de carga média que são obtidos os maiores intercâmbios;
- Em regime permanente a melhor localização na LT 525kV Areia - Ivaiporã;
- O conceito de regiões de segurança é útil na avaliação de dispositivos FACTS. Entretanto, para que seja possível validar plenamente esse conceito utilizando os FACTS no sistema de transmissão da ELETROSUL, é necessária a complementação com as seguintes avaliações:
 - SVC: com diferentes posições/inclinações da reta que define a parte linear da curva; e
 - TCSC: aplicação com reatância variável.

- Os casos simulados demonstram que a introdução de dispositivos FACTS aumenta a região de segurança definida para o sistema de transmissão de 525kV da ELETROSUL (o nível de segurança aumenta);
- Verifica-se que a extensão do conceito de regiões de segurança à análise de estabilidade dinâmica do sistema, possibilita determinar o máximo intercâmbio praticável. Dessa forma, durante situações de contingências o TCSC preserva o intercâmbio programado entre áreas adjacentes, mantendo a estabilidade, respeitando restrições operativas e aumentando o torque de amortecimento;
- Devido ao aumento que proporcionam nos intercâmbios obtidos em simulações de regime permanente e de estabilidade dinâmica, os FACTS demonstram que têm impacto sobre o sistema, e assim, demonstram que há potencialidade para uso no sistema brasileiro;
- A atuação dos TCSCs deve ser compatibilizada com a elaboração/revisão de esquemas especiais de corte/remanejamento de geração da sua área de operação.
- A determinação dos custos relativos à implantação dos FACTS é um assunto complexo, e que causa polêmica acerca dos investimentos necessários quando são comparados a outras alternativas disponíveis. O assunto necessita ser aprofundado, levando-se em conta principalmente a especificidade de cada projeto e o "valor" agregado ao sistema com sua implantação.

Além das conclusões citadas, sugere-se que os seguintes trabalhos sejam desenvolvidos:

- Em regime permanente a expansão dos critérios utilizados, inclusive com a proposição de outros parâmetros e de novas filosofias de operação para os SVCs e os TCSCs;
- Avaliação de outros dispositivos FACTS como por exemplo: o STATCOM, o SSSC e o TCPST;
- Observar o desempenho desses equipamentos considerando outras funções objetivo;

- Estudos contemplando a atuação de dois ou mais dispositivos FACTS no sistema de transmissão;
- Investigar a influência causada pela indisponibilidade de linhas de transmissão de outros agentes;
- Otimização do controle do TCSC;
- Que essa otimização seja compatibilizada com outras medidas operativas disponíveis, e que também, leve em consideração a relação custo-benefício proveniente da sua implantação;
- Avaliação da estabilidade dinâmica para outras localizações do TCSC, considerando-se a simultaneidade de atuação com outros TCSCs e/ou outros tipos de dispositivos FACTS;
- Estudos de estabilidade transitória.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] HERBIG, A.; GHANGHARI, M.; JONES, L.; LEE, D.; ANDERSSON, G. Power Flow Stability Control in Power Systems. *Royal Institute of Technology*, Suécia.
- [2] HINGORANI, N.; GYUGYI, L. *Understanding FACTS – Concepts and Technology of Flexible AC Transmission Systems*. 1. ed. The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc, New York, 2000.
- [3] LEWIS, S. Creating a Smart Power-Delivery System. *Transmission & Distribution World*, Jan. 2000.
- [4] SUTANTO, D.; LACHS, W. Control Options in Power System Operation by Use of Flexible AC Transmission System (FACTS). *University Of NSW*, Kensington, Austrália.
- [5] WATANABE, E. H.; BARBOSA, P. G.; ALMEIDA, K. C.; TARANTO, G. N. Tecnologia FACTS - Tutorial. *SBA Controle & Automação*, Janeiro-Abril 1998.
- [6] IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY. *FACTS Overview*, 1995.
- [7] BARBI, I. *Eletrônica de Potência*. UFSC; Jan. 1986.
- [8] PING, W. W. Dispositivos FACTS Baseados em Tiristores. *1º Workshop sobre Aplicação de FACTS em Sistemas Elétricos*. UNIFEI, Itajubá, Set. 2002.
- [9] TAYLOR, C.; *at al.* Static Var System Models for Power Flow and Dynamic Performance Simulation. *IEEE Special Stability Controls Working Group*, June 1992.
- [10] NABAVI-NIAKI, A.; IRAVANI, M. Steady-State and Dynamic Models of Unified Power Flow Controller (UPFC) for Power System Studies. *IEEE Power System Engineering Commitee*, Jan. 1996.
- [11] POVH, D. Use of HVDC and FACTS. *Proceedings of the IEEE*, Vol. 88, n. 2, Feb. 2000.

- [12] HABUR, K.⁽¹⁾; O'LEARY, D.⁽²⁾ For Cost and Reliable Transmission of Electrical Energy. ⁽¹⁾Siemens AG, Erlangen; ⁽²⁾World Bank, 2000.
- [13] GRAINGER, J.; STEVENSON JR., W. *Power System Analysis*. McGraw-Hill, Inc., 1994.
- [14] PINTO, Hermínio José da Cunha Pereira. *Análise Modal Aplicada ao Problema da Estabilidade de Tensão*. Rio de Janeiro, 1998. Tese (Doutorado em Ciências em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal do Rio de Janeiro.
- [15] MONTICELLI, A. J. *Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica*. Edgard Blücher, 1983.
- [16] PEREIRA, J. L. Modelagem de Dispositivos de Controle FACTS em Sistemas de Potência para Análise em Regime Permanente - Minicurso nº 2. *XIII Congresso de Automática CBA 2000*, Florianópolis, Set. 2000.
- [17] CHEN, C. T. *Linear System Theory and Design*. Oxford University Press, Aug. 1998.
- [18] KUNDUR, P. *Power System Stability and Control*. McGraw-Hill, Inc., 1994.
- [19] ARAMAYO, Victor René Ustariz. *Ajuste de Sinais Adicionais em Sistemas de Potência Incluindo Compensadores Estáticos de Reativo*. Florianópolis, 1992. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Centro Tecnológico, Universidade Federal de Santa Catarina.
- [20] MARTINS, N. Efficient Eigenvalue and Frequency Response Methods Applied to Power System Small-Signal Stability Studies. *IEEE Transactions on Power Systems*. USA, no. 1, p. 217-226, 1986.
- [21] FREITAS, Francisco Damaceno. *Ajuste de Estabilizadores de Sistemas de Potência Via Controle Ótimo com Restrições Estruturais*. Florianópolis, 1995. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Centro Tecnológico, Universidade Federal de Santa Catarina.
- [22] GAMA, Carlos Aparecido. *Utilização de Equipamentos com Tecnologia FACTS (Flexible AC Transmission Systems) em Sistemas de Potência - Compensação Série Controlada*.

- Florianópolis, 1995. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Centro Tecnológico, Universidade Federal de Santa Catarina.
- [23] COSTA, V. M.; PEREIRA, J. L.; MARTINS, N. Modelagem de Dispositivos de Controle numa Formulação Aumentada para Fluxo de Potência. *SBA Controle & Automação*. Vol. 9 no. 1, Jan.-Abr. 1998.
- [24] COSTA, V. M.; MARTINS, N.; PEREIRA, J. L.; PINTO, H. J. Um Modelo de Fluxo de Potência com Alta Flexibilidade de Representação de Equipamentos FACTS. *V SEPOPE*, SP-32, Recife, Maio 1996.
- [25] GALIANA, F. D.; ALMEIDA, K. C.; TOUSSAINT, M.; *et al.* Assessment and Control of the Impact of FACTS Devices on Power System Performance. *McGill University*, Montréal, Canada, Nov. 1996.
- [26] ALMEIDA, K. C; SALGADO, R. Notas de Aula da Disciplina de Técnicas de Otimização Aplicadas à Engenharia Elétrica do Curso de Mestrado Profissional. Departamento de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. UFSC. Setembro, 1999.
- [27] GRANVILLE, S. Optimal Reactive Dispatch Through Interior Point Methods. *IEEE Transactions on Power Systems*. Vol. 9, No. 1, Feb. 1994.
- [28] CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA - CEPEL. *FLUPOT - Programa de Fluxo de Potência Ótimo - Manual do Usuário*. Versão 5.1. Rio de Janeiro, Nov. 2000.
- [29] CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA - CEPEL. *ANATEM - Programa Transitórios Eletromecânicos - Manual do Usuário*. Versão 09-12/01, Rio de Janeiro, Dez. 2001.
- [30] DEMELLO, F. P. *Dinâmica e Controle da Geração*. Curso de Engenharia em Sistemas Elétricos de Potência - Série P. T. I., Santa Maria, 1979.
- [31] DEMELLO, F. P. *Dinâmica das Máquinas Elétricas II - Problemas*. Curso de Engenharia em Sistemas Elétricos de Potência - Série P. T. I., Santa Maria, 1979.

- [32] DEMELLO, F. P. Concepts of Synchronous Machine Stability as Affected by Excitation Control. *IEEE Transactions on PAS*. Vol. PAS-88, No. 4, April 1969.
- [33] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA e COMITÊ COORDENADOR DO PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DOS SISTEMAS ELÉTRICOS. *Integração da Térmicas do PPT - Área do Rio Grande do Sul*. ONS-2.1/003/2001, CCPE/CTET.014.2001, Rio de Janeiro, Março 2001.
- [34] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO - ONS. *Plano de Ampliação e Reforços na Rede Básica - PAR 2002/2004*. Rio de Janeiro, 2001.
- [35] CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA - CEPEL. *ANAREDE - Programa de Análise de Redes - Manual do Usuário*. Versão 07-08/99, Rio de Janeiro, 1999.
- [36] ELETROSUL. *Relatório Mensal da Operação da Operação - REMO*. Volumes I e II, 3º Quadr. 2002.
- [37] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. *Programa de licitações de transmissão para 2001 para construção, manutenção e operação de sete novas linhas da rede básica do sistema interligado nas regiões Sul e Nordeste*. Rio de Janeiro, 2001.
- [38] OLIVEIRA, E. J.; PEREIRA, J. L.; LATORRE, M. L. Aumento da Capacidade de Transferência de Potência Entre Áreas Através da Alocação Ótima da Compensação Série. *XVI SNPTEE*. Campinas, Out. 2001.
- [39] OLIVEIRA, E. J.; PEREIRA, J. L. ; PINTO, H. J.; DELVÍZIO, E. S. Optimal Allocation of Series Compensation Considering the Increasing of Line Flow Limits. *VIII SEPOPE*. Brasília, May 2002.
- [40] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO - ONS. *Procedimentos de Rede: Módulo 23 - Critérios para Estudos*. Rio de Janeiro, 2002.
- [41] CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA - CEPEL. *ANAT0 - Programa Análise de Redes em t_0^+ - Manual do Usuário*. Versão 2.4-12/01, Rio de Janeiro, Dez. 2001.

- [42] SEACS, DEPARTAMENTO DE OPERAÇÃO DO SISTEMA DA ELETROSUL. *Banco de Dados de Linhas de Transmissão*. Relatório Interno da ELETROSUL, 2002.
- [43] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO - ONS. *Procedimentos de Rede: Sub-Módulo 2.6 - Requisitos Mínimos para Equipamentos de Compensação Reativa, FACTS e Elos de Corrente Contínua*. Rio de Janeiro, 2002.
- [44] DEMELLO, F. P. *Concepts of Synchronous Machine Stability as Affected by Excitation Control*. IEEE Winter Power Meeting, New York, Jan.-Feb. 1968.
- [45] GIBSON, C. M. Application of Power System Stabilisers on the Anglo-Scottish Interconnection - Programme of System Providing Testes and Operational Experience, *IEE Proceedings*. Vol. 135, Pt. C, No. 3. May 1988.
- [46] ERINMEZ, I. A.; HUMPHREYS, P.; GEEVES, S. S. Development of Analytical Techniques for Damping Evaluation. *IEE Proceedings*. Vol. 135, Pt. C, No. 3. May 1988.
- [47] DUNLOP, R. D.; EWART, D. N. System Requirements for Dynamic Performance and Response of Generating Units. *IEEE Transactions on PAS*. Vol. PAS-94, No. 3. May/June 1975.
- [48] ALDEN, R. T.; SHALTOULT, A. A. Analysis of Damping and Synchronizing Torques Part I - A General Calculation Method. *IEEE Transactions on PAS*. Vol. PAS-98, No. 5. Sept/Oct 1979.
- [49] D'AZZO, J. J.; HOUPIS, C. H. *Análise e Projeto de Sistemas de Controles Lineares*. Air Force Institute of Technology, McGraw-Hill Inc, 1975.
- [50] AZEVEDO, M. R.; CARIJÓ, L. M.; SILVEIRA, M. A.; *et al.* Ampliação da Interligação Sul-Sudeste - Novo Paradigma. *XVI SNPTEE*. Campinas, Out. 2001.
- [51] GAMA, C. A. Prospective Application of Advanced Series Compensation to Improve Transmission System Performance. *Cigre 35 Session*. Paris, 1994.
- [52] TENÓRIO, A. R.; GAMA, C. A. Melhoramentos dos Sistemas de Transmissão Advindos da Compensação Série Controlada a Tiristores. *VIII ERLAC*. Maio-Junho 1999.

- [53] LUZ, G. S.; MACEDO, N. J.; OLIVEIRA, V. R. Análise do Desempenho do TCSC de Serra da Mesa no Programa de Estabilidade Eletromecânica ANATEM. XVI SNPTEE. Campinas, Out. 2001.
- [54] LEONI, R. L. Interligação Norte-Sul. 1º Workshop sobre Aplicação de FACTS em Sistemas Elétricos. UNIFEI, Itajubá, Set. 2002.
- [55] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO - ONS. Plano de Ampliação e Reforços na Rede Básica - PAR 2003/2005. Rio de Janeiro, 2002.
- [56] SCHAFFNER, CH.; ANDERSSON, G. Use of FACTS Devices for Congestion Management in a Liberalized Electricity Market. Swiss Federal Institute of Technology (ETH), VIII SEPOPE, Brasília, May 2002.
- [57] ROTHSTEIN, O. J.; ALMEIDA, K. A. Análise do Impacto dos Dispositivos FACTS em Sistemas Sob Mercados Tipo Pool-Bilateral. XIV Congresso Brasileiro de Automática CBA. Natal, Set. 2002. p. 1064 – 1070.
- [58] MUTALE, J.; STRBAC, G. Transmission Network Reinforcement Versus FACTS: An Economic Assessment. IEEE Transactions on Power Systems. Vol. 15, N. 3; Aug. 2000.
- [59] ELETROBRÁS Referências de Custos de Linhas de Transmissão e Subestações de Alta e Extra-Alta Tensão. Junho 1999.
- [60] RUDIN, S.; EKEHOV, B.; JOHANSSON, T. FACTS Como Suporte à Expansão de Sistemas de Transmissão da América Latina - ABB Utilities AB, 1º Workshop sobre Aplicação de FACTS em Sistemas Elétricos, UNIFEI, Itajubá, Set. 2002.
- [61] RAMSAY, I.; TYLL, H.; LEMES, M.; BANHOLZER, I. FACTS Technology for Improved System Operation - Siemens. 1º Workshop sobre Aplicação de FACTS em Sistemas Elétricos UNIFEI, Itajubá, Set. 2002.
- [62] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO - ONS. Procedimentos de Rede: Sub-Módulo 20.1 - Definições e Glossário. Rio de Janeiro, 2002.

APÊNDICES

Apêndice A - Lista de Definições e Abreviaturas

A.1 - Definições

- **Barra crítica:** Barra de 525kV com tensão no limite inferior da faixa especificada.
- **Barra de fronteira:** Barra que interliga duas áreas vizinhas.
- **Carga:** Potência demandada por um consumidor ou unidade consumidora, classificada de acordo com certas características de energia elétrica [62].
- **Carga Média:** Potência demandada no horário comercial.
- **Carga Pesada:** Potência demandada no horário de ponta.
- **Contingência:** Perda de equipamentos principais ou linhas de transmissão, que provoca ou não violação dos limites operativos ou corte de carga [62].
- **Controle da operação:** Monitoração de grandezas ou do estado de equipamentos e linhas de transmissão e adoção de medidas para obtenção de valores ou estados desejados, através da determinação de ações a serem efetuadas pelos agentes da operação [62].
- **Indisponibilidade:** Estado de um elemento quando não estiver disponível para entrada em operação [62].
- **Intercâmbio:** Fluxo de energia elétrica entre os sistemas elétricos de dois ou mais concessionários [62].
- Potência base: 100MVA.
- **Rede alterada:** Operação do sistema de transmissão com um ou mais elementos fora de operação [62]. Neste trabalho é considerado um elemento fora de operação (N-1).
- **Região Sudeste:** Para efeito de contabilização de intercâmbio, é a Região compreendida pelos Estados da Região Sudeste do Brasil (São Paulo, Rio de Janeiro, Espírito Santo e Minas Gerais), Mato Grosso do Sul e Itaipu.
- **Região Sul:** Região compreendida pelos Estados do Rio Grande do Sul, Santa Catarina, Paraná.
- **Restrição operativa:** Limitação operativa em equipamentos, instalações ou sistemas que deve ser considerada num determinado período [62].

A.2 - Abreviaturas

ARE	Subestação de Areia
BLU	Subestação de Blumenau
BTA	Subestação de Bateias
CAX	Subestação de Caxias
CBA	Subestação de Curitiba
CNO	Subestação de Campos Novos
GRA	Subestação de Gravataí
IBI	Subestação de Ibiúna
IVP	Subestação de Ivaiporã
LON	Subestação de Londrina
LT	Linha de Transmissão
MCH	Subestação de Machadinho
RSUL	Recebimento pelo Sul: Fluxo de potência ativa recebido pela Região Sul, proveniente da Região Sudeste. Salienta-se que o fluxo RSUL, no sentido da Região Sul para a Região Sudeste, possui valor negativo. <u>Nesta dissertação, esta denominação é sempre empregada referindo-se ao valor do seu módulo.</u>
SGD	Subestação de Segredo
SSA	Subestação de Salto Santiago
UHE	Usina Hidroelétrica
UTE	Usina Termoelétrica
UHE G. B. M.	Usina Hidroelétrica Governador Bento Munhoz
YTA	Subestação de Itá

Apêndice B - Dados dos casos-base utilizados

B.1 - Carga da Região Sul

CARGA MÉDIA	Potência Ativa (MW)	Potência Reativa (Mvar)	Potência Aparente (MVA)
Rio Grande do Sul	4362	1600	4646
Santa Catarina	2489	1343	2828
Paraná	3061	1342	3342
Mato Grosso do Sul	646	257	695

CARGA PESADA	Potência Ativa (MW)	Potência Reativa (Mvar)	Potência Aparente (MVA)
Rio Grande do Sul	4385	1409	4606
Santa Catarina	2576	1018	2770
Paraná	3288	1382	3567
Mato Grosso do Sul	651	246	696

B.2 - Geração existente na Região Sul

Máquinas	Estado	P_{máx} (MW)	Q_{mín} (Mvar)	Q_{máx} (Mvar)
UHE Passo Fundo - 2GR	RS	220	-100	76
UHE Itauba - 4GR	RS	500	-180	180
UHE Jacuí - 6GR	RS	180	-48	78
UHE Passo Real - 2GR	RS	160	-62	90
UHE D. Francisca - 2GR	RS	130	-50	88
UHE Alegrete - 2GR	RS	66	-34	50
UHE Charqueadas - 2GR	RS	60	-26	36
UHE Pres. Médici A - 2GR	RS	126	-24	112
UHE Pres. Médici B - 2GR	RS	320	-28	94
UHE Uruguaiana - 3GR	RS	639	-220	280
UHE Itá - 5GR	SC	1470	-750	750
UHE Machadinho - 3GR	SC	1140	-324	324
UTE Jorge Lacerda A - 2GR	SC	100	-26	48
UTE Jorge Lacerda A - 2GR	SC	132	-18	72
UTE Jorge Lacerda B - 2GR	SC	160	-32	188
UTE Jorge Lacerda C - 1GR	SC	363	-50	195
UHE G.BentoMunhoz - 4GR	PR	1676	-800	800
UHE G.Parigot Souza - 4GR	PR	252	-120	120
UHE Caxias* - 3GR	PR	945	-300	399
UHE Caxias* - 1GR	PR	115	-100	133
UHE Segredo - 4GR	PR	1260	-400	532
UHE Salto Osório - 4GR	PR	728	-148	220
UHE Salto Osório - 2GR	PR	350	-168	168
UHE Salto Santiago - 4GR	PR	1420	-440	420
UTE William Arjona - 3GR	MS	100	-39	60

*segregada

B.3 - Geração prevista para a Região Sul até o ano de 2004

Máquinas	Estado	P_{máx} (MW)	Q_{mín} (Mvar)	Q_{máx} (Mvar)
UTE Canoas - 3GR	RS	480	-240	240
UTE Candiota - 2GR	RS	825	-400	400
UTE Termosul - 3GR	RS	750	-375	375
UTE Termogaúcha - 3GR	RS	492	-240	240
UHE Salto Pilão - 2GR	SC	120	-44	72
UHEAraucária - 3GR	PR	345	-120	120
UTE Puerto Suarez - 4GR	MS	176	-120	120

Apêndice C - Resultados das simulações em regime permanente

C.1 - Barras críticas

Indisponibilidade	Carga Média			Carga Pesada		
	Bateias	Blumenau	Curitiba	Bateias	Blumenau	Curitiba
ARE-BTA	0,950	0,950	0,950	0,950	0,950	
ARE-CBA	0,950	0,950	0,950	0,950	0,950	0,950
ARE-CNO	0,950	0,950	0,950	0,950	0,950	0,950
ARE-IVP		0,950			0,950	
ARE-SGD	0,950			0,950		
BLU-CBA						
BLU-CNO	0,950	0,950	0,950	0,950	0,950	0,950
BTA-IBI		0,950				
BTA-CBA		0,950				
CAX-CNO		0,948	0,948	0,950	0,950	0,950
CAX-GRA		0,950		0,950	0,950	
CAX-YTA	0,950	0,950		0,950	0,950	
CNO-MCH	0,950	0,950	0,950	0,950	0,950	
GRA-YTA						
IVP-IVP						
IVP-LON	0,950	0,950	0,950	0,950	0,950	
IVP-SSA						
SGD-SSA		0,950	0,950		0,950	
YTA-MCH	0,950	0,950	0,950		0,950	
YTA-SSA						

Observação: Não foi atingido o limite inferior da faixa de tensão (0,950) para as demais barras do sistema de 525kV da ELETROSUL.

C.2 - SVC na SE Bateias para carga média

Máxima Transferência de potência ativa da Região Sul para a Região Sudeste (MW)														
Indisponibilidade	Caso Base		-200Mvar < Q < 200Mvar				-400Mvar < Q < 400Mvar				-600Mvar < Q < 600Mvar			
	RSUL (MW)	V _{525kV} (pu)	RSUL (MW)	V _{525kV} (pu)	Q _{525kV} (Mvar)	Faixa	RSUL (MW)	V _{525kV} (pu)	Q _{525kV} (Mvar)	Faixa	RSUL (MW)	V _{525kV} (pu)	Q _{525kV} (Mvar)	Faixa
S. Compl.	5697	0,950	5796	0,950	199,4	L	5836	0,954	357,6	L	5866	0,962	466,1	L
ARE-BTA	4751	0,950	4968	0,950	195,3	L	5063	0,956	334,6	L	5147	0,963	456,4	L
ARE-CBA	4805	0,950	4998	0,953	164,2	L	5135	0,958	308,4	L	5241	0,965	437,0	L
ARE-CNO	5388	0,961	5411	0,959	101,3	L	5451	0,967	216,6	L	5489	0,974	335,5	L
ARE-IVP	4386	0,950	4443	0,950	199,7	L	4478	0,955	349,4	L	4505	0,965	435,7	L
ARE-SGD	4494	0,997	4490	0,982	-129,1	L	4493	0,991	-34,5	L	4495	1,000	66,5	L
BLU-CBA	5490	0,950	5568	0,952	182,0	L	5592	0,958	311,2	L	5615	0,968	398,2	L
BLU-CNO	4264	0,974	4266	0,968	15,0	L	4526	0,973	159,2	L	4732	0,978	294,7	L
BTA-CBA	4835	0,952	4833	0,962	69,3	L	4835	0,974	142,9	L	4834	0,986	217,2	L
BTA-IBI	5127	0,950	5307	0,950	200,0	C	5421	0,957	400,0	C	5452	0,952	581,9	L
CAX-CNO	5578	0,953	5613	0,951	185,4	L	5635	0,961	284,0	L	5656	0,970	377,5	L
CAX-GRA	5665	0,950	5715	0,950	198,8	L	5738	0,957	323,9	L	5759	0,967	411,6	L
CAX-YTA	5686	0,950	5748	0,961	200,0	C	5772	0,956	330,1	L	5794	0,965	438,1	L
CNO-MCH	4686	0,951	4683	0,956	138,9	L	4679	0,962	274,3	L	4674	0,970	382,6	L
GRA-YTA	5695	0,950	5789	0,950	198,8	L	5823	0,955	348,8	L	5851	0,963	461,3	L
IVP-IVP	3389	1,016	3373	1,005	-200,0	I	3372	1,005	-173,1	L	3387	1,013	-57,4	L
IVP-LON	4769	0,965	4773	0,966	26,8	L	4792	0,975	131,7	L	4810	0,984	232,6	L
IVP-SSA	4072	0,950	4157	0,950	198,3	L	4189	0,959	303,0	L	4204	0,969	395,4	L
SGD-SSA	5491	0,957	5520	0,959	99,7	L	5529	0,968	202,9	L	5537	0,978	298,0	L
YTA-MCH	5525	0,962	5542	0,958	114,0	L	5563	0,968	210,1	L	5585	0,977	304,2	L
YTA-SSA	5507	0,950	5560	0,951	185,8	L	5580	0,960	286,6	L	5597	0,970	385,7	L

L = Linear, C = Capacitivo e I = Indutivo

C.3 - SVC na SE Blumenau para carga média

Máxima Transferência de potência ativa da Região Sul para a Região Sudeste (MW)														
Indisponibilidade	Caso Base		-200Mvar < Q < 200Mvar				-400Mvar < Q < 400Mvar				-600Mvar < Q < 600Mvar			
	RSUL (MW)	V _{525kV} (pu)	RSUL (MW)	V _{525kV} (pu)	Q _{525kV} (Mvar)	Faixa	RSUL (MW)	V _{525kV} (pu)	Q _{525kV} (Mvar)	Faixa	RSUL (MW)	V _{525kV} (pu)	Q _{525kV} (Mvar)	Faixa
S. Compl.	5697	0,950	5798	0,950	199,6	L	5826	0,958	313,2	L	5851	0,969	396,6	L
ARE-BTA	4751	0,950	5007	0,950	199,9	L	5130	0,953	368,4	L	5223	0,962	463,1	L
ARE-CBA	4805	0,950	5117	0,950	200,0	L	5288	0,950	395,6	L	5388	0,960	493,8	L
ARE-CNO	5388	0,961	5482	0,950	199,8	L	5515	0,951	391,8	L	5535	0,963	458,0	L
ARE-IVP	4386	0,950	4429	0,951	185,5	L	4454	0,962	272,9	L	4476	0,973	348,3	L
ARE-SGD	4494	0,997	4495	0,965	45,8	L	4497	0,977	111,2	L	4500	0,990	176,6	L
BLU-CBA	5490	0,950	5534	0,950	198,1	L	5535	0,951	393,7	L	5530	0,972	359,7	L
BLU-CNO	4264	0,974	4869	0,950	199,9	L	4930	0,958	316,4	L	4947	0,973	354,7	L
BTA-CBA	4835	0,952	4838	0,950	199,7	L	4839	0,950	399,6	L	4827	0,954	560,4	L
BTA-IBI	5127	0,950	5189	0,958	120,0	L	5254	0,967	215,9	L	5315	0,977	310,1	L
CAX-CNO	5578	0,953	5614	0,950	196,8	L	5629	0,963	263,1	L	5644	0,975	324,1	L
CAX-GRA	5665	0,950	5712	0,950	196,8	L	5727	0,962	271,8	L	5742	0,974	336,9	L
CAX-YTA	5686	0,950	5742	0,950	199,3	L	5763	0,959	299,5	L	5779	0,972	363,1	L
CNO-MCH	4686	0,951	4687	0,963	58,3	L	4687	0,973	149,2	L	4687	0,983	240,5	L
GRA-YTA	5695	0,950	5792	0,950	199,6	L	5815	0,958	314,0	L	5836	0,969	396,4	L
IVP-IVP	3389	1,016	3378	0,977	-78,2	L	3384	0,989	-6,1	L	3390	1,000	66,7	L
IVP-LON	4769	0,965	4769	0,967	22,3	L	4762	0,976	124,6	L	4787	0,991	163,2	L
IVP-SSA	4072	0,950	4174	0,950	199,7	L	4194	0,958	312,0	L	4207	0,972	364,4	L
SGD-SSA	5491	0,957	5526	0,953	167,1	L	5533	0,965	233,4	L	5540	0,978	296,3	L
YTA-MCH	5525	0,962	5540	0,957	127,1	L	5555	0,970	190,7	L	5571	0,982	252,1	L
YTA-SSA	5507	0,950	5574	0,950	199,5	L	5594	0,955	343,6	L	5609	0,968	404,2	L

L = Linear, C = Capacitivo e I = Indutivo

C.4 - SVC na SE Curitiba para carga média

Máxima Transferência de potência ativa da Região Sul para a Região Sudeste (MW)														
Indisponibilidade	Caso Base		-200Mvar < Q < 200Mvar				-400Mvar < Q < 400Mvar				-600Mvar < Q < 600Mvar			
	RSUL (MW)	V _{525kV} (pu)	RSUL (MW)	V _{525kV} (pu)	Q _{525kV} (Mvar)	Faixa	RSUL (MW)	V _{525kV} (pu)	Q _{525kV} (Mvar)	Faixa	RSUL (MW)	V _{525kV} (pu)	Q _{525kV} (Mvar)	Faixa
S. Compl.	5697	0,950	5799	0,950	199,5	L	5840	0,954	361,4	L	5867	0,962	470,4	L
ARE-BTA	4751	0,950	5010	0,952	200,0	C	5134	0,952	379,2	L	5233	0,959	505,8	L
ARE-CBA	4805	0,950	5096	0,955	200,0	C	5229	0,952	372,8	L	5337	0,960	492,2	L
ARE-CNO	5388	0,961	5415	0,960	92,9	L	5461	0,967	218,8	L	5504	0,963	346,2	L
ARE-IVP	4386	0,950	4442	0,950	199,6	L	4475	0,955	348,7	L	4501	0,966	428,5	L
ARE-SGD	4494	0,997	4490	0,979	-106,1	L	4493	0,990	-16,8	L	4496	0,999	78,9	L
BLU-CBA	5490	0,950	5567	0,953	172,7	L	5590	0,959	304,5	L	5612	0,970	382,6	L
BLU-CNO	4264	0,974	4400	0,962	71,6	L	4700	0,967	219,2	L	4872	0,973	344,4	L
BTA-CBA	4835	0,952	4821	0,961	81,2	L	4810	0,971	172,0	L	4795	0,982	259,7	L
BTA-IBI	5127	0,950	5278	0,950	199,9	L	5394	0,951	387,0	L	5433	0,958	512,1	L
CAX-CNO	5578	0,953	5613	0,951	187,6	L	5634	0,961	285,7	L	5655	0,971	374,5	L
CAX-GRA	5665	0,950	5715	0,950	198,4	L	5737	0,957	323,2	L	5757	0,968	405,8	L
CAX-YTA	5686	0,950	5745	0,950	199,4	L	5771	0,956	330,9	L	5793	0,964	446,4	L
CNO-MCH	4686	0,951	4685	0,958	116,7	L	4682	0,963	258,5	L	4678	0,970	376,2	L
GRA-YTA	5695	0,950	5790	0,950	199,2	L	5826	0,954	358,3	L	5851	0,963	459,6	L
IVP-IVP	3389	1,016	3372	1,000	-200,0	I	3374	1,000	-117,7	L	3384	1,012	-49,5	L
IVP-LON	4769	0,965	4766	0,969	-0,3	L	4781	0,979	95,3	L	4796	0,988	189,1	L
IVP-SSA	4072	0,950	4164	0,950	197,5	L	4189	0,960	294,8	L	4205	0,970	380,4	L
SGD-SSA	5491	0,957	5520	0,959	101,4	L	5529	0,968	203,6	L	5538	0,978	292,9	L
YTA-MCH	5525	0,962	5540	0,958	117,8	L	5562	0,968	207,8	L	5583	0,978	295,9	L
YTA-SSA	5507	0,950	5560	0,952	173,8	L	5581	0,961	279,3	L	5599	0,970	377,1	L

L = Linear, C = Capacitivo e I = Indutivo

C.5 - SVC na SE Bateias para carga pesada

Máxima Transferência de potência ativa da Região Sul para a Região Sudeste (MW)														
Indisponibilidade	Caso Base		-200Mvar < Q < 200Mvar				-400Mvar < Q < 400Mvar				-600Mvar < Q < 600Mvar			
	RSUL (MW)	V _{525kV} (pu)	RSUL (MW)	V _{525kV} (pu)	Q _{525kV} (Mvar)	Faixa	RSUL (MW)	V _{525kV} (pu)	Q _{525kV} (Mvar)	Faixa	RSUL (MW)	V _{525kV} (pu)	Q _{525kV} (Mvar)	Faixa
S. Compl.	5481	0,950	5558	0,954	200,0	C	5609	0,953	366,7	L	5634	0,962	462,6	L
ARE-BTA	4707	0,950	4841	0,950	199,8	L	4892	0,957	321,8	L	4938	0,965	438,9	L
ARE-CBA	4788	0,950	4938	0,950	199,4	L	4994	0,957	322,0	L	5046	0,964	443,2	L
ARE-CNO	5154	0,952	5197	0,954	157,1	L	5230	0,962	273,0	L	5249	0,972	364,1	L
ARE-IVP	4224	0,950	4278	0,951	194,3	L	4300	0,960	293,2	L	4323	0,969	389,2	L
ARE-SGD	4127	1,005	4119	0,985	-163,5	L	4123	0,995	-69,9	L	4126	1,005	21,5	L
BLU-CBA	5329	0,950	5467	0,950	200,0	C	5524	0,950	395,7	L	5543	0,960	491,8	L
BLU-CNO	3529	0,992	3503	0,976	-74,7	L	3528	0,986	21,4	L	3555	0,996	112,7	L
BTA-CBA	4753	0,950	4781	0,960	96,6	L	4780	0,972	167,2	L	4780	0,983	243,2	L
BTA-IBI	4896	0,950	5089	0,950	200,0	C	5206	0,950	400,0	C	5257	0,950	597,3	L
CAX-CNO	5379	0,950	5450	0,955	200,0	C	5477	0,956	337,0	L	5496	0,965	438,8	L
CAX-GRA	5469	0,950	5545	0,952	200,0	C	5590	0,954	359,2	L	5615	0,963	461,8	L
CAX-YTA	5466	0,950	5535	0,953	200,0	C	5571	0,954	357,8	L	5590	0,962	466,4	L
CNO-MCH	3782	1,002	3781	0,989	-200,0	I	3783	0,997	-90,4	L	3782	1,005	23,0	L
GRA-YTA	5485	0,950	5558	0,955	200,0	C	5606	0,952	372,9	L	5639	0,961	475,0	L
IVP-IVP	3404	1,032	3375	1,013	-200,0	I	3372	1,009	-205,6	L	3388	1,018	-106,1	L
IVP-LON	4005	0,997	4065	0,980	-117,2	L	4048	0,986	17,3	L	4114	1,000	72,7	L
IVP-SSA	3830	0,955	3845	0,960	98,8	L	3861	0,969	195,3	L	3876	0,979	291,0	L
SGD-SSA	5129	0,963	5136	0,959	104,9	L	5148	0,969	193,0	L	5159	0,980	278,6	L
YTA-MCH	5199	0,964	5228	0,985	200,0	C	5220	0,972	160,4	L	5232	0,982	251,0	L
YTA-SSA	5153	0,954	5173	0,952	174,5	L	5186	0,962	268,5	L	5199	0,972	358,2	L

L = Linear, C = Capacitivo e I = Indutivo

C.6 - SVC na SE Blumenau para carga pesada

Máxima Transferência de potência ativa da Região Sul para a Região Sudeste (MW)														
Indisponibilidade	Caso Base		-200Mvar < Q < 200Mvar				-400Mvar < Q < 400Mvar				-600Mvar < Q < 600Mvar			
	RSUL (MW)	V _{525kV} (pu)	RSUL (MW)	V _{525kV} (pu)	Q _{525kV} (Mvar)	Faixa	RSUL (MW)	V _{525kV} (pu)	Q _{525kV} (Mvar)	Faixa	RSUL (MW)	V _{525kV} (pu)	Q _{525kV} (Mvar)	Faixa
S. Compl.	5481	0,950	5560	0,954	155,8	L	5597	0,965	242,4	L	5627	0,976	321,0	L
ARE-BTA	4707	0,950	4861	0,950	195,7	L	4924	0,963	264,2	L	4963	0,974	343,4	L
ARE-CBA	4788	0,950	4984	0,950	199,2	L	5035	0,963	264,9	L	5072	0,973	344,5	L
ARE-CNO	5154	0,952	5230	0,953	171,1	L	5250	0,965	242,3	L	5271	0,977	311,8	L
ARE-IVP	4224	0,950	4262	0,957	124,8	L	4279	0,969	192,8	L	4295	0,982	257,3	L
ARE-SGD	4127	1,005	4121	0,974	-56,1	L	4124	0,986	17,0	L	4130	0,999	77,5	L
BLU-CBA	5329	0,950	5404	0,950	199,5	L	5407	0,951	391,5	L	5402	0,969	396,3	L
BLU-CNO	3529	0,992	3544	0,963	66,4	L	3562	0,977	111,5	L	3580	0,992	155,5	L
BTA-CBA	4753	0,950	4753	0,950	198,8	L	4752	0,951	386,7	L	4731	0,962	465,7	L
BTA-IBI	4896	0,950	4904	0,966	36,2	L	4975	0,975	130,6	L	5042	0,985	223,6	L
CAX-CNO	5379	0,950	5452	0,952	173,2	L	5472	0,964	251,3	L	5486	0,976	319,4	L
CAX-GRA	5469	0,950	5544	0,954	157,2	L	5581	0,965	242,3	L	5605	0,976	315,4	L
CAX-YTA	5466	0,950	5527	0,954	160,5	L	5557	0,964	245,0	L	5573	0,976	314,1	L
CNO-MCH	3782	1,002	3786	0,989	-198,3	L	3785	0,998	-95,9	L	3786	1,002	53,7	L
GRA-YTA	5485	0,950	5565	0,953	164,0	L	5598	0,964	250,2	L	5628	0,975	332,2	L
IVP-IVP	3404	1,032	3377	0,984	-156,0	L	3387	0,997	-87,4	L	3400	1,009	-19,5	L
IVP-LON	4005	0,997	4134	0,982	-132,6	L	4061	0,996	-75,5	L	4076	1,008	-7,6	L
IVP-SSA	3830	0,955	3848	0,960	90,0	L	3865	0,972	159,9	L	3879	0,985	227,1	L
SGD-SSA	5129	0,963	5139	0,961	84,6	L	5154	0,973	153,5	L	5168	0,985	219,1	L
YTA-MCH	5199	0,964	5199	0,968	12,9	L	5209	0,980	77,0	L	5219	0,993	139,6	L
YTA-SSA	5153	0,954	5178	0,958	118,5	L	5195	0,969	193,5	L	5210	0,981	261,3	L

L = Linear, C = Capacitivo e I = Indutivo

C.7 - SVC na SE Curitiba para carga pesada

Máxima Transferência de potência ativa da Região Sul para a Região Sudeste (MW)														
Indisponibilidade	Caso Base		-200Mvar < Q < 200Mvar				-400Mvar < Q < 400Mvar				-600Mvar < Q < 600Mvar			
	RSUL (MW)	V _{525kV} (pu)	RSUL (MW)	V _{525kV} (pu)	Q _{525kV} (Mvar)	Faixa	RSUL (MW)	V _{525kV} (pu)	Q _{525kV} (Mvar)	Faixa	RSUL (MW)	V _{525kV} (pu)	Q _{525kV} (Mvar)	Faixa
S. Compl.	5481	0,950	5564	0,952	200,0	C	5611	0,956	332,7	L	5635	0,965	432,1	L
ARE-BTA	4707	0,950	4855	0,950	199,6	L	4916	0,956	335,0	L	4970	0,967	447,5	L
ARE-CBA	4788	0,950	4951	0,950	199,5	L	5012	0,957	323,8	L	5065	0,966	428,2	L
ARE-CNO	5154	0,952	5194	0,957	128,3	L	5234	0,964	247,0	L	5252	0,974	339,9	L
ARE-IVP	4224	0,950	4274	0,951	193,4	L	4296	0,960	288,6	L	4318	0,970	377,2	L
ARE-SGD	4127	1,005	4082	0,987	-180,4	L	4122	0,995	-67,7	L	4127	1,005	19,0	L
BLU-CBA	5329	0,950	5466	0,954	200,0	C	5521	0,952	377,6	L	5538	0,963	459,1	L
BLU-CNO	3529	0,992	3508	0,973	-44,9	L	3537	0,983	51,7	L	3564	0,994	133,0	L
BTA-CBA	4753	0,950	4748	0,955	147,9	L	4733	0,965	233,8	L	4722	0,975	323,3	L
BTA-IBI	4896	0,950	5032	0,950	199,5	L	5155	0,952	376,2	L	5216	0,957	524,0	L
CAX-CNO	5379	0,950	5449	0,950	199,3	L	5477	0,958	314,3	L	5495	0,967	417,0	L
CAX-GRA	5469	0,950	5555	0,959	200,0	C	5590	0,956	330,6	L	5614	0,965	432,1	L
CAX-YTA	5466	0,950	5534	0,950	199,5	L	5569	0,956	338,8	L	5587	0,964	442,2	L
CNO-MCH	3782	1,002	3791	0,991	-200,0	I	3781	0,997	-90,1	L	3784	1,005	16,2	L
GRA-YTA	5485	0,950	5555	0,950	199,3	L	5608	0,956	336,2	L	5638	0,964	443,9	L
IVP-IVP	3404	1,032	3374	1,011	-200,0	I	3374	1,005	-174,0	L	3388	1,016	-84,4	L
IVP-LON	4005	0,997	4063	0,983	-137,7	L	4083	0,993	-47,5	L	4118	1,003	43,2	L
IVP-SSA	3830	0,955	3843	0,961	84,4	L	3859	0,971	175,5	L	3875	0,981	265,2	L
SGD-SSA	5129	0,963	5134	0,961	78,4	L	5147	0,972	163,4	L	5160	0,983	246,5	L
YTA-MCH	5199	0,964	5204	0,964	54,3	L	5215	0,974	140,9	L	5229	0,985	227,2	L
YTA-SSA	5153	0,954	5170	0,956	131,7	L	5185	0,966	224,3	L	5199	0,977	310,8	L

L = Linear, C = Capacitivo e I = Indutivo

C.8 - Aplicação de TCSC em carga média

		Máxima Transferência de potência ativa da Região Sul para a Região Sudeste (MW)																	
Indisponibilidade	Caso Base	ARE-BTA	ARE-CBA	ARE-CNO	ARE-IVP	ARE-SGD	BLU-CBA	BLU-CNO	BTA-CBA	CAX-CNO	CAX-GRA	CAX-YTA	CNO-MCH	GRA-YTA	IVP-LON	IVP-SSA	YTA-MCH	YTA-SSA	SGD-SSA
S. Compl.	5697	5911	5849	5741	5959	5793	5709	5868	5707	5713	5697	5699	5719	5697	5693	4972	5703	5641	5716
ARE-BTA	4751	4751	5172	4767	5108	4689	4746	5104	4749	4759	4750	4748	4741	4749	4764	4551	4718	4771	4734
ARE-CBA	4805	4993	4805	4819	5200	4734	4813	5202	4808	4817	4804	4802	4795	4804	4817	4608	4765	4841	4788
ARE-CNO	5388	5529	5506	5388	5479	5422	5441	5638	5408	5400	5387	5388	5400	5388	5378	4554	5392	5359	5448
ARE-IVP	4386	4703	4599	4392	4386	4416	4405	4546	4413	4395	4386	4387	4402	4385	4381	3890	4394	4302	4354
ARE-SGD	4494	4484	4481	4547	4525	4494	4498	4520	4492	4629	4519	4572	4417	4513	4487	4249	4389	4412	4490
BLU-CBA	5490	5728	5673	5538	5778	5562	5490	5199	5497	5500	5491	5492	5504	5491	5488	4806	5493	5465	5509
BLU-CNO	4264	4599	4956	4239	4686	4171	4512	4264	4317	4265	4264	4378	4248	4262	4274	4122	4248	4314	4216
BTA-CBA	4835	5531	3972	4895	5126	4808	4811	4384	4835	4888	4920	4809	4803	4819	4850	4525	5582	4907	4884
BTA-IBI	5491	5162	5111	4947	5239	4889	4955	5072	4939	4943	4941	4938	4928	4940	4949	4597	4907	4954	4922
CAX-CNO	5578	5753	5697	5579	5822	5707	5588	5663	5592	5578	5576	5575	5592	5577	5565	4832	5582	5549	5631
CAX-GRA	5665	5845	5783	5680	5946	5786	5681	5774	5681	5673	5665	5693	5654	5657	5651	4809	5646	5579	5704
CAX-YTA	5686	5876	5817	5714	5952	5788	5699	5808	5697	5704	5688	5686	5691	5689	5682	4934	5681	5614	5707
CNO-MCH	4686	4586	4636	4693	4392	4506	4672	4534	4668	5197	4745	4857	4686	4803	4672	3894	4685	4737	4572
GRA-YTA	5695	5904	5842	5739	5958	5794	5707	5859	5705	5711	5695	5698	5716	5695	5690	4968	5702	5635	5714
IVP-IVP	3389	3713	3608	3369	3128	3402	3415	3547	3420	3395	3391	3395	3409	3390	3429	3165	3404	3274	3401
IVP-LON	4769	4903	4834	4765	5013	4698	4771	4795	4795	4770	4769	4754	4762	4762	4769	4706	4762	4803	4739
IVP-SSA	4072	4209	4176	4169	3809	4118	4090	4232	4081	4102	4070	4065	4085	4072	4082	4072	4068	4052	4074
SGD-SSA	5491	5546	5528	5545	5617	5491	5498	5569	5493	5557	5500	5500	5465	5499	5483	5244	5431	5359	5486
YTA-MCH	5525	5701	5642	5554	5780	5684	5537	5645	5539	5611	5518	5519	5527	5534	5513	4621	5525	5425	5587
YTA-SSA	5507	5603	5590	5608	5667	5499	5527	5660	5512	5538	5500	5504	5518	5508	5515	5189	5487	5507	5501

C.9 - Aplicação de TCSC em carga pesada

Máxima Transferência de potência ativa da Região Sul para a Região Sudeste (MW)																			
Indisponibilidade	Caso Base	ARE-BTA	ARE-CBA	ARE-CNO	ARE-IVP	ARE-SGD	BLU-CBA	BLU-CNO	BTA-CBA	CAX-CNO	CAX-GRA	CAX-YTA	CNO-MCH	GRA-YTA	IVP-LON	IVP-SSA	YTA-MCH	YTA-SSA	SGD-SSA
S. Compl.	5481	5689	5637	5565	5809	5582	5481	5679	5484	5512	5482	5477	5510	5478	5472	4689	5499	5453	5530
ARE-BTA	4707	4707	4963	4703	5052	4671	4696	5021	4685	4725	4707	4700	4714	4703	4715	4218	4699	4713	4690
ARE-CBA	4788	4813	4788	4789	5071	4760	4774	5134	4779	4815	4788	4759	4796	4766	4801	4306	4781	4815	4774
ARE-CNO	5154	5222	5216	5154	5070	5097	5177	5477	5162	5170	5154	5146	5167	5167	5142	4342	5159	5155	5160
ARE-IVP	4224	4530	4430	4240	4224	4255	4234	4386	4249	4237	4225	4225	4241	4224	4222	3741	4233	4169	4201
ARE-SGD	4127	4124	4118	4207	4157	4127	4130	4185	4127	4245	4149	4172	4077	4124	4129	3908	4056	4089	4127
BLU-CBA	5329	5517	5470	5381	5708	5380	5329	5135	5332	5345	5330	5331	5346	5330	5330	4578	5335	5318	5353
BLU-CNO	3529	4018	4072	3763	3621	3598	3777	3529	3523	3470	3537	3583	3513	3423	3533	3468	3515	3610	3552
BTA-CBA	4753	5402	3948	4828	5057	4735	4735	4323	4753	4748	4753	4732	4725	4742	4778	4426	4707	4813	4744
BTA-IBI	4696	4855	4805	4713	5081	4677	4722	4808	4703	4696	4696	4695	4687	4696	4711	4360	4671	4718	4677
CAX-CNO	5379	5568	5517	5409	5573	5497	5383	5494	5385	5379	5379	5363	5410	5371	5369	4603	5395	5351	5445
CAX-GRA	5469	5662	5605	5526	5777	5582	5471	5619	5475	5484	5469	5469	5490	5467	5460	4600	5478	5427	5525
CAX-YTA	5466	5646	5592	5512	5754	5578	5467	5605	5472	5486	5475	5467	5481	5473	5458	4662	5470	5434	5518
CNO-MCH	3782	3791	3834	3876	3638	3716	3779	3596	3767	4319	3852	4159	3782	3938	3770	3462	3788	3969	3804
GRA-YTA	5485	5685	5632	5560	5813	5586	5485	5660	5489	5515	5486	5481	5506	5485	5478	4689	5494	5449	5529
IVP-IVP	3404	3710	3689	3395	3183	3427	3424	3551	3438	3408	3410	3410	3425	3409	3450	3218	3420	3324	3414
IVP-LON	4005	4276	4211	3990	4221	3955	4020	4237	4034	4004	4006	4037	4026	4024	4005	4184	4019	4026	3977
IVP-SSA	3830	3897	3885	3939	3653	3833	3809	3967	3826	3880	3834	3816	3830	3828	3844	3830	3819	3800	3819
SGD-SSA	5129	5202	5194	5278	5215	5133	5099	5274	5116	5192	5135	5112	5117	5122	5129	4899	5106	5057	5129
YTA-MCH	5199	5277	5266	5213	5159	5229	5207	5283	5210	5291	5218	5267	5201	5249	5198	4365	5199	5210	5265
YTA-SSA	5153	5238	5228	5329	5241	5145	5115	5333	5135	5221	5159	5163	5163	5157	5156	4828	5151	5153	5150

Apêndice D - Resultados das simulações dinâmicas

D.1 - Sem Compensação de Reativos

Contingência: Curto-circuito monofásico na barra de Salto Santiago 525kV, eliminação do curto-circuito após 80ms com desligamento da LT 525kV S. Santiago - Ivaiporã

Carga Média

RSUL = 3200MW

A+1FLXA 933 AREIA---525 999 IVAIPORE-525 1

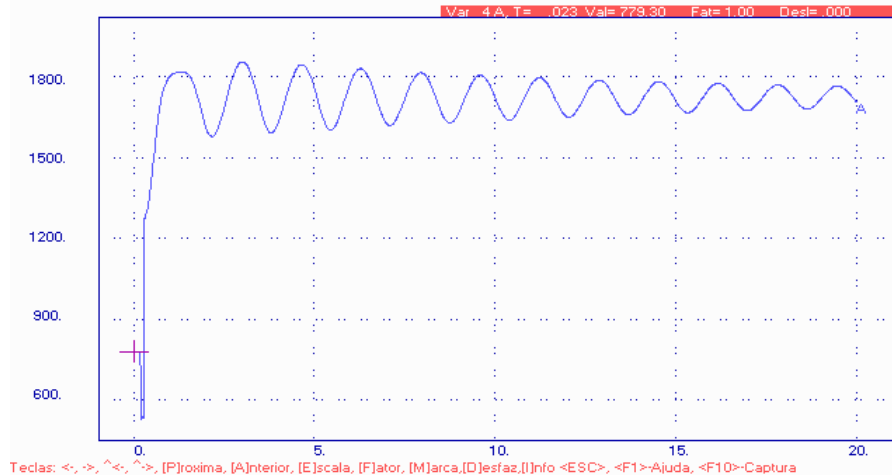


Figura 1 - Fluxo de Potência Ativa (MW) na LT 525kV Areia - Ivaiporã

Carga Pesada

RSUL = 3200MW

A+2FLXA 933 AREIA---525 999 IVAIPORE-525 1

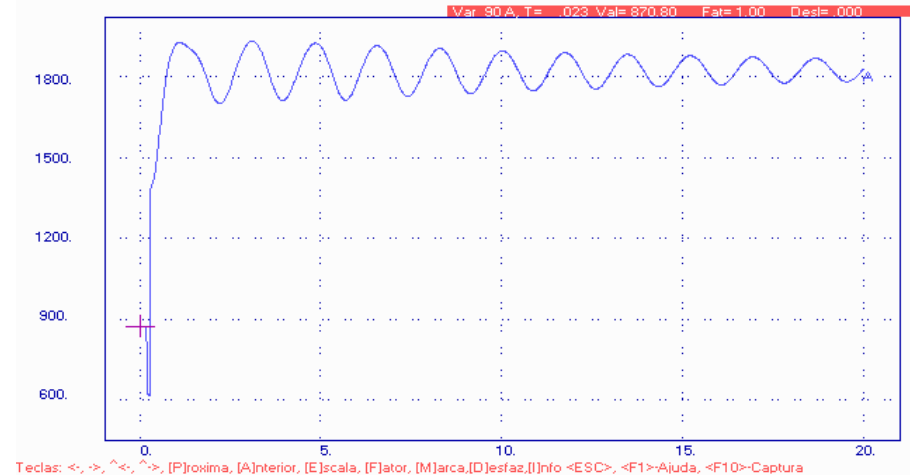


Figura 2 - Fluxo de Potência Ativa (MW) na LT 525kV Areia - Ivaiporã

RSUL = 3200MW

A+1DELT 800 10 GBMUNHOZ-3GR 501 10 I.SOLTE-14GR

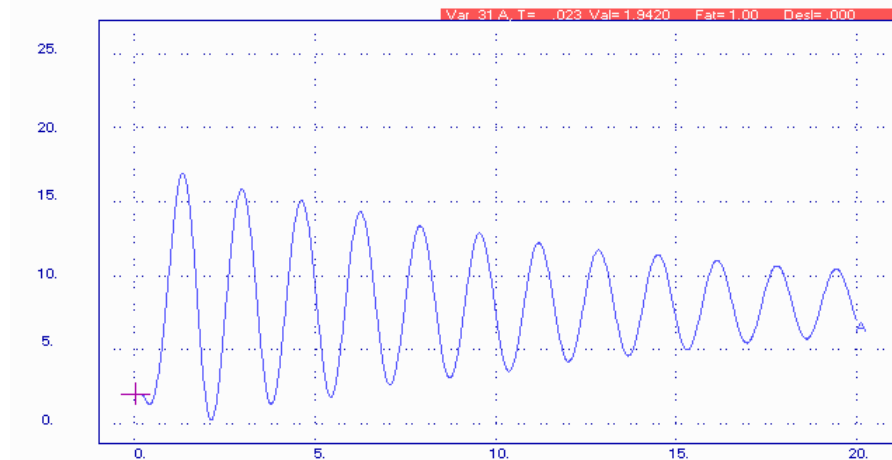


Figura 3 - Ângulo do eixo q (graus) do gerador da UHE G. B. M.

RSUL = 3200MW

A+2DELT 800 10 GBMUNHOZ-4GR 501 10 I.SOLTE-12GR

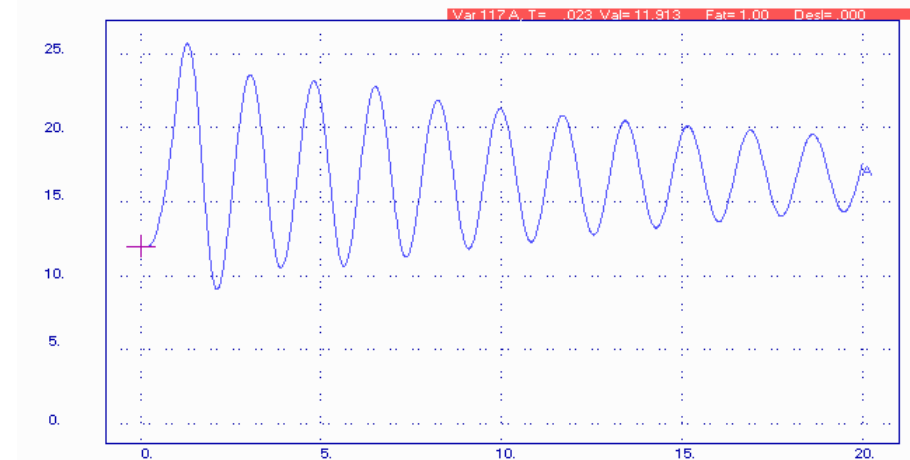


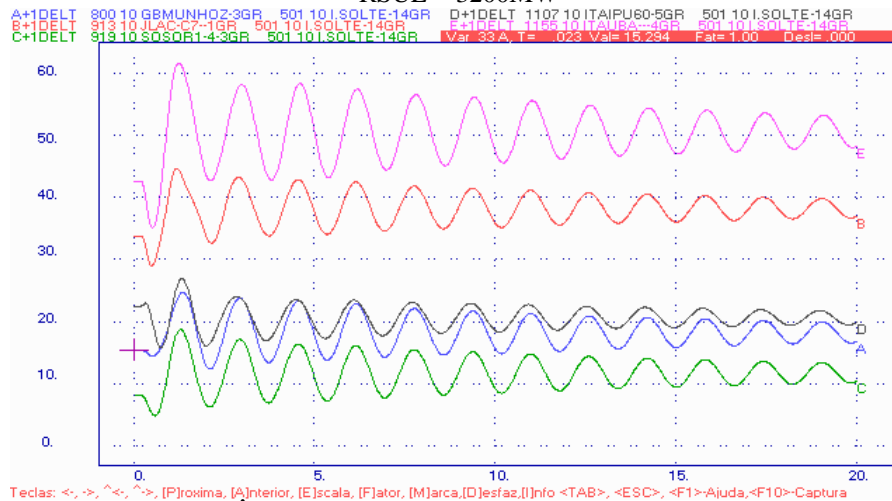
Figura 4 - Ângulo do eixo q (graus) do gerador da UHE G. B. M.

D.1 - Sem Compensação de Reativos

Contingência: Curto-circuito monofásico na barra de Salto Santiago 525kV, eliminação do curto-circuito após 80ms com desligamento da LT 525kV S. Santiago - Ivaiporã

Carga Média

RSUL = 3200MW

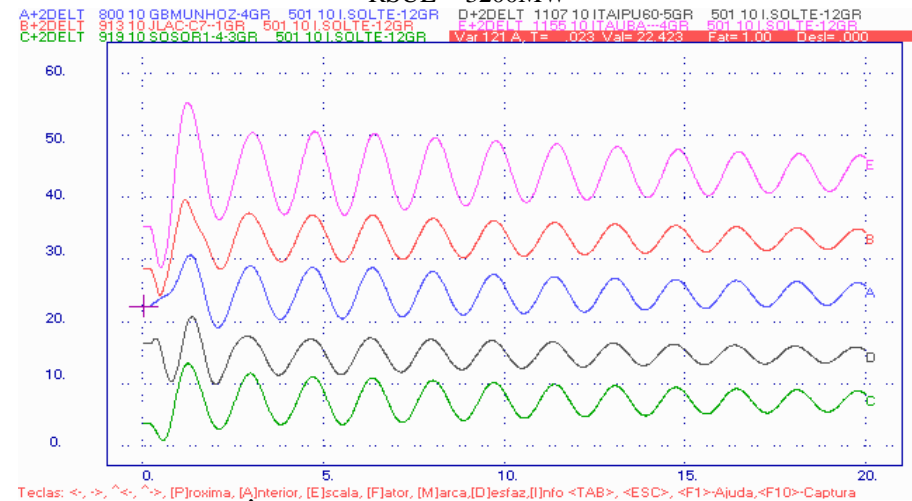


Teclas: <-,>, <^>, <^>, [P]roxima, [A]nterior, [E]scala, [F]ator, [M]arca, [D]esfaz, [I]nfo <TAB>, <ESC>, <F1>Ajuda, <F10>Captura

Figura 5 - Ângulo do eixo q (graus) de máquinas da Região Sul

Carga Pesada

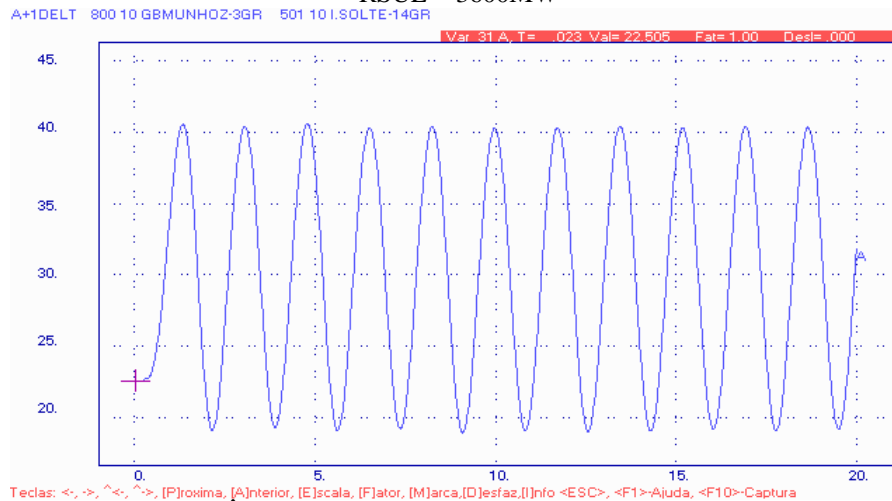
RSUL = 3200MW



Teclas: <-,>, <^>, <^>, [P]roxima, [A]nterior, [E]scala, [F]ator, [M]arca, [D]esfaz, [I]nfo <TAB>, <ESC>, <F1>Ajuda, <F10>Captura

Figura 6 - Ângulo do eixo q (graus) de máquinas da Região Sul

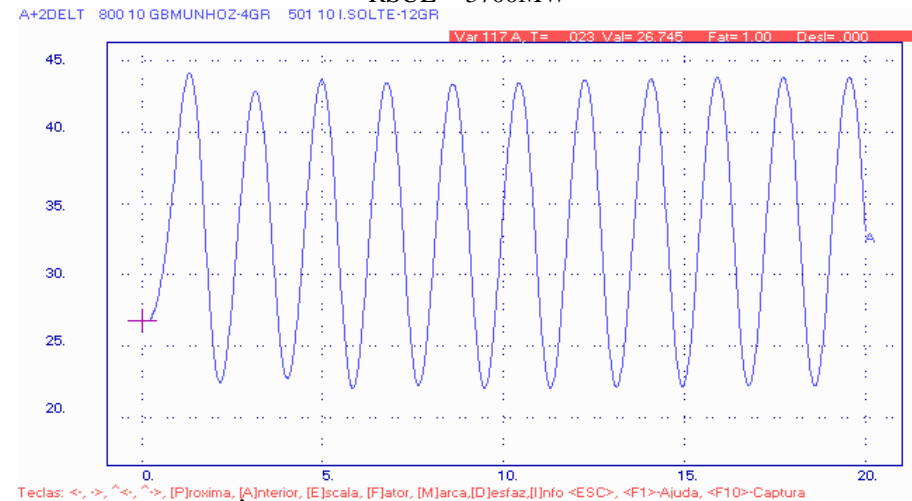
RSUL = 3600MW



Teclas: <-,>, <^>, <^>, [P]roxima, [A]nterior, [E]scala, [F]ator, [M]arca, [D]esfaz, [I]nfo <ESC>, <F1>Ajuda, <F10>Captura

Figura 7 - Ângulo do eixo q (graus) do gerador da UHE G. B. M.

RSUL = 3700MW



Teclas: <-,>, <^>, <^>, [P]roxima, [A]nterior, [E]scala, [F]ator, [M]arca, [D]esfaz, [I]nfo <ESC>, <F1>Ajuda, <F10>Captura

Figura 8 - Ângulo do eixo q (graus) do gerador da UHE G. B. M.

D.2 - Compensação Fixa na LT 525kV Areia - Ivaiporã

Contingência: Curto-circuito monofásico na barra de Salto Santiago 525kV, eliminação do curto-circuito após 80ms com desligamento da LT 525kV S. Santiago - Ivaiporã

Carga Média

RSUL = 3600MW

A+1FLXA 933 AREIA---525 999 IVAIPORE-525 1

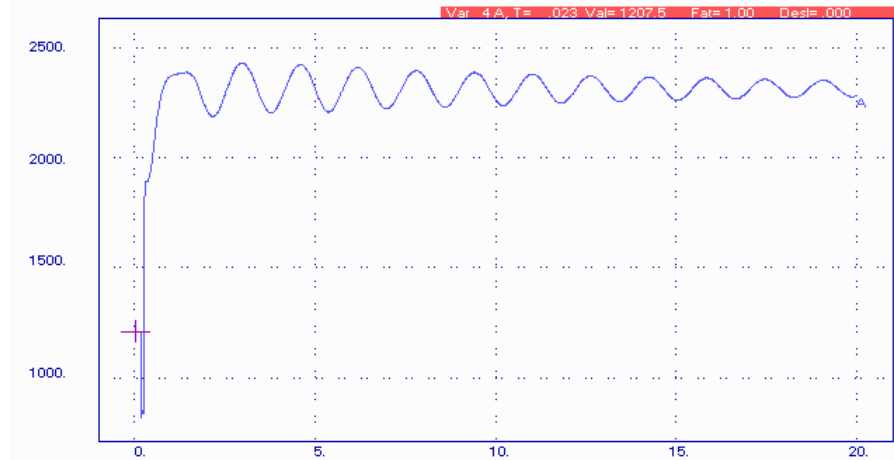


Figura 1 - Fluxo de Potência Ativa (MW) na LT 525kV Areia - Ivaiporã

Carga Pesada

RSUL = 3700MW

A+2FLXA 933 AREIA---525 999 IVAIPORE-525 1

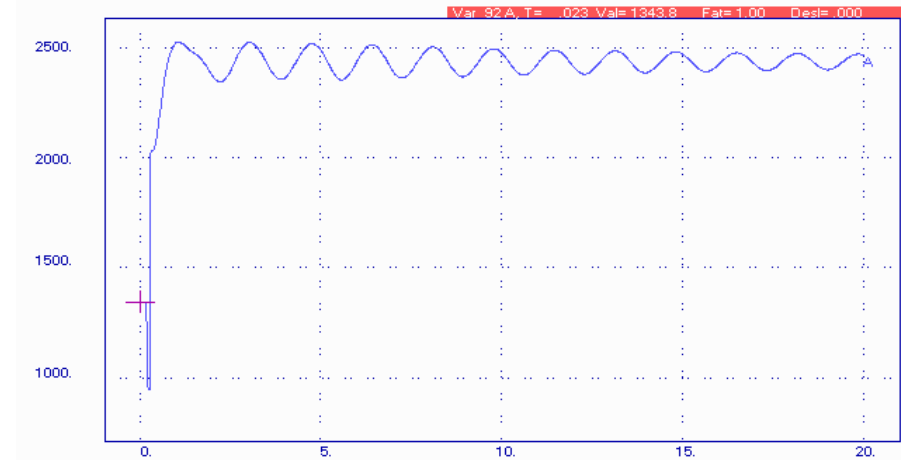


Figura 2 - Fluxo de Potência Ativa (MW) na LT 525kV Areia - Ivaiporã

RSUL = 3600MW

A+1DELT 800 10 GBMUNHOZ-3GR 501 10 I.SOLTE-14GR

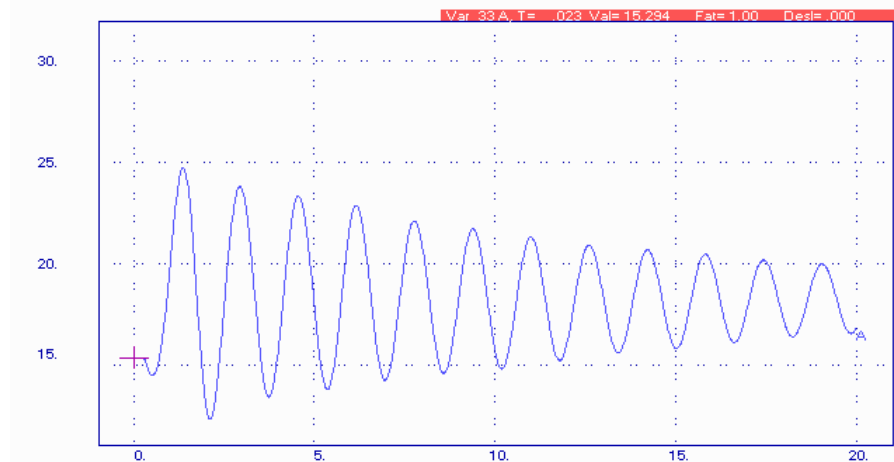


Figura 3 - Ângulo do eixo q (graus) do gerador da UHE G. B. M.

RSUL = 3700MW

A+2DELT 800 10 GBMUNHOZ-4GR 501 10 I.SOLTE-12GR

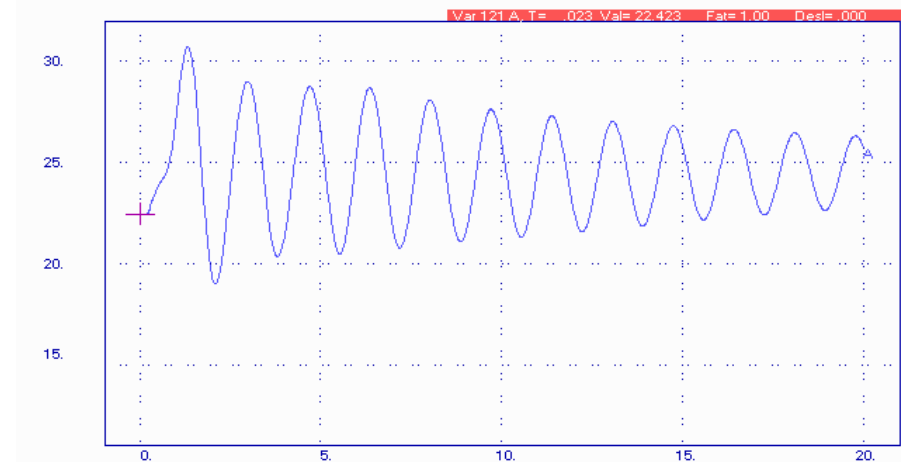


Figura 4 - Ângulo do eixo q (graus) do gerador da UHE G. B. M.

D.2 - Compensação Fixa na LT 525kV Areia - Ivaiporã

Contingência: Curto-circuito monofásico na barra de Salto Santiago 525kV, eliminação do curto-circuito após 80ms com desligamento da LT 525kV S. Santiago - Ivaiporã

Carga Média

RSUL = 3600MW

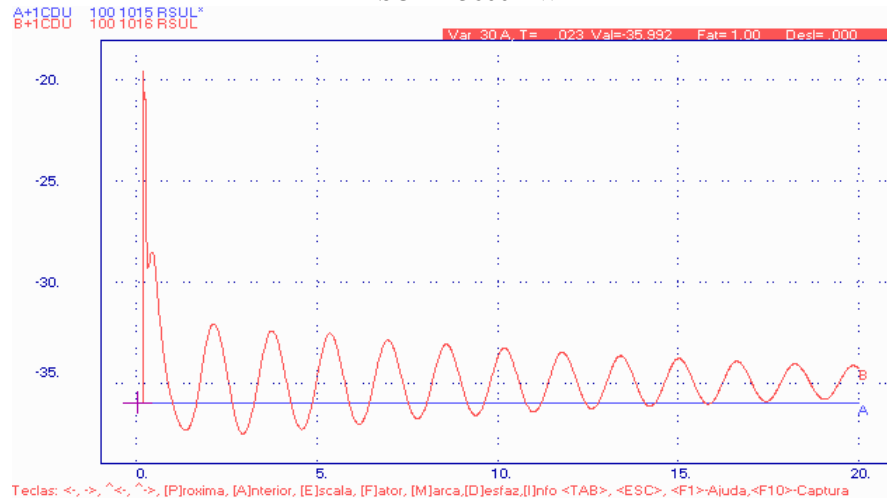


Figura 5 - Recebimento de potência ativa pela Região Sul RSUL (pu de MW)

Carga Pesada

RSUL = 3700MW

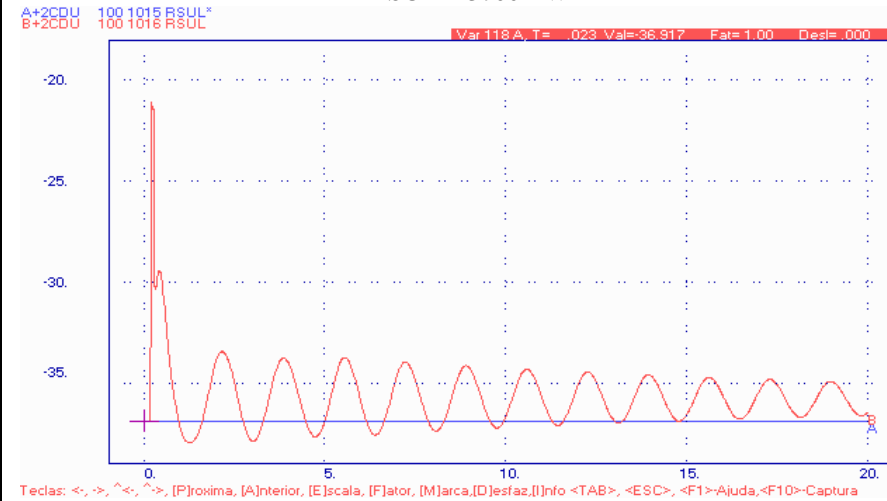


Figura 6 - Recebimento de potência ativa pela Região Sul RSUL (pu de MW)

D.3 - Duplicação da LT 525kV Areia - Ivaiporã

Contingência: Curto-circuito monofásico na barra de Salto Santiago 525kV, eliminação do curto-circuito após 80ms com desligamento da LT 525kV S. Santiago - Ivaiporã

Carga Média

RSUL = 3600MW

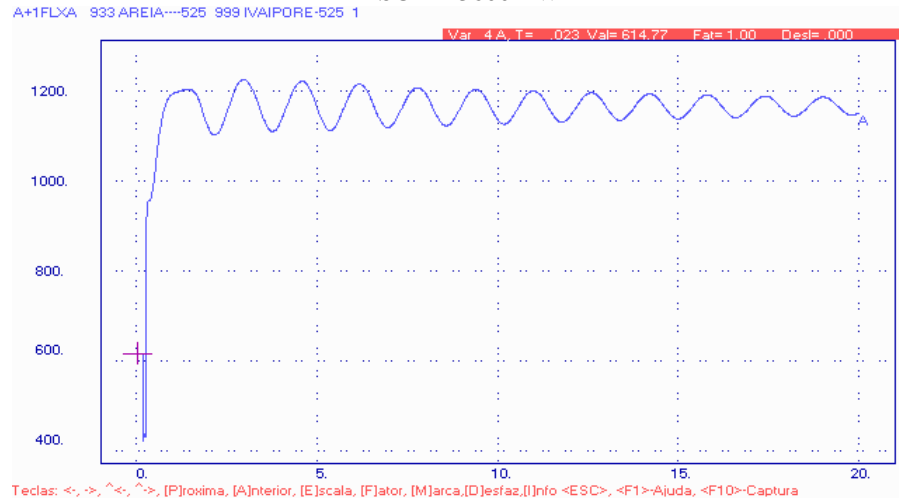


Figura 1 - Fluxo de Potência Ativa (MW) na LT 525kV Areia - Ivaiporã

Carga Pesada

RSUL = 3700MW

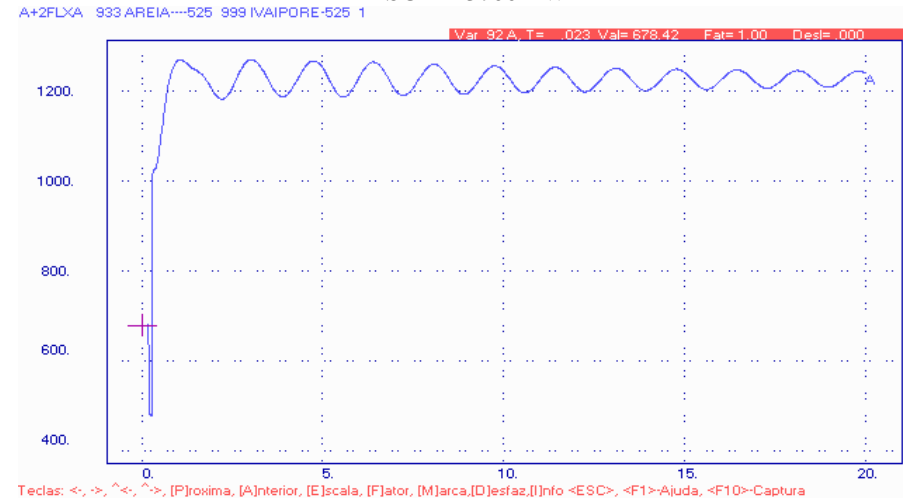


Figura 2 - Fluxo de Potência Ativa (MW) na LT 525kV Areia - Ivaiporã

RSUL = 3600MW

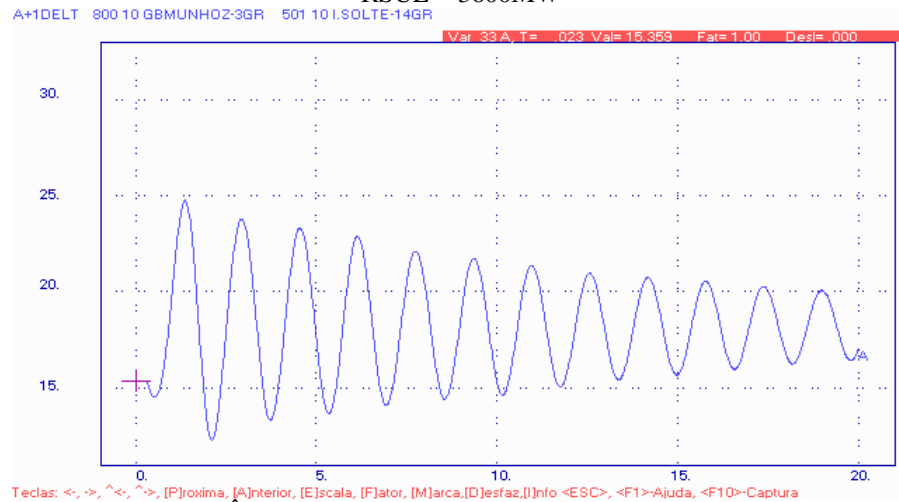


Figura 3 - Ângulo do eixo q (graus) do gerador da UHE G. B. M.

RSUL = 3700MW

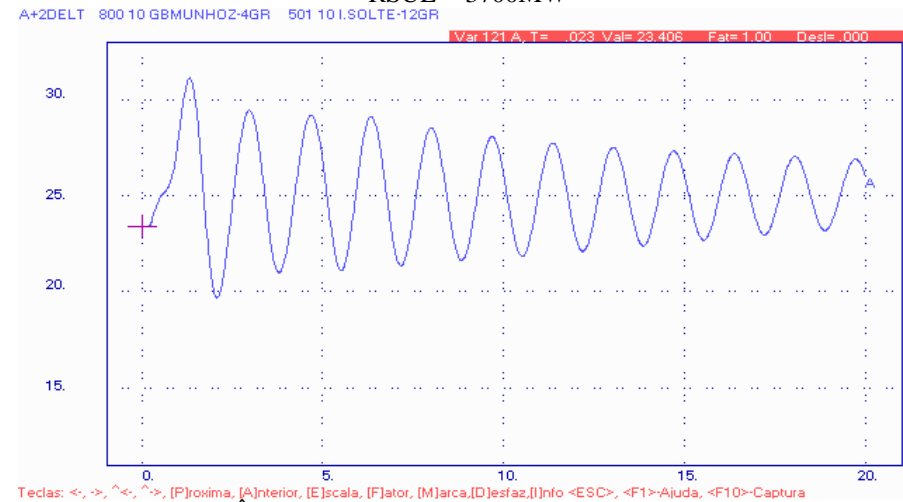


Figura 4 - Ângulo do eixo q (graus) do gerador da UHE G. B. M.

D.3 - Duplicação da LT 525kV Areia - Ivaiporã

Contingência: Curto-circuito monofásico na barra de Salto Santiago 525kV, eliminação do curto-circuito após 80ms com desligamento da LT 525kV S. Santiago - Ivaiporã

Carga Média

RSUL = 3600MW

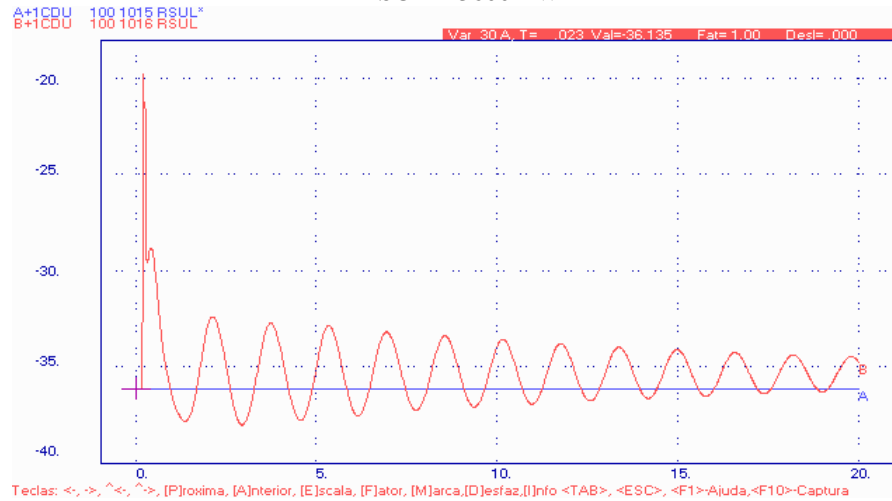


Figura 5 - Recebimento de potência ativa pela Região Sul RSUL (pu de MW)

Carga Pesada

RSUL = 3700MW

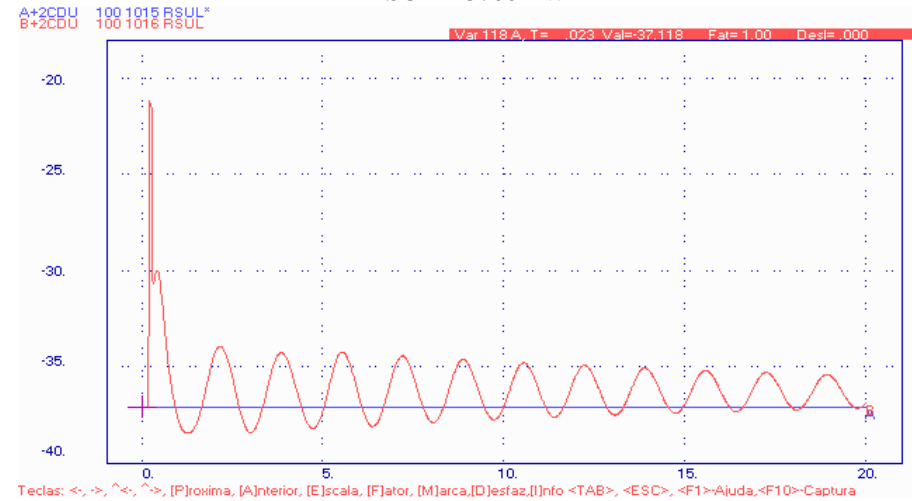


Figura 6 - Recebimento de potência ativa pela Região Sul RSUL (pu de MW)

D.4 - TCSC na LT 525kV Areia - Ivaiporã

Contingência: Curto-circuito monofásico na barra de Salto Santiago 525kV, eliminação do curto-circuito após 80ms com desligamento da LT 525kV S. Santiago - Ivaiporã

Carga Média

RSUL = 3600MW

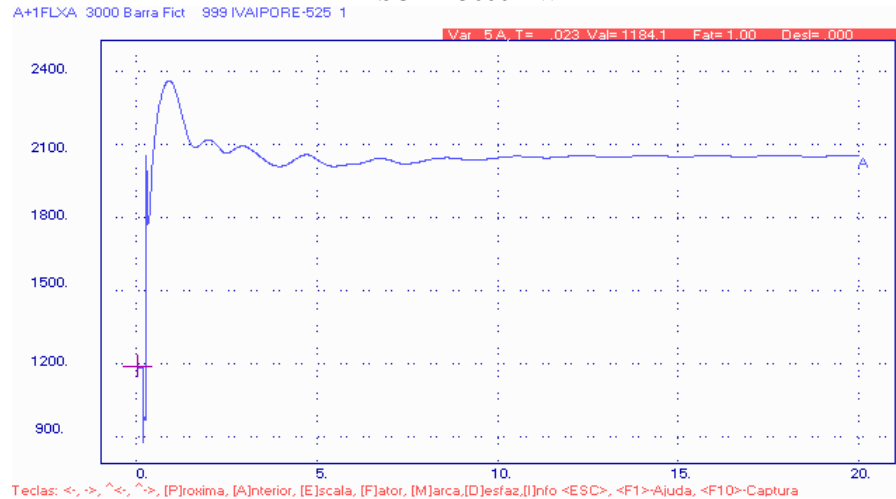


Figura 1 - Fluxo de Potência Ativa (MW) na LT 525kV Areia - Ivaiporã

Carga Pesada

RSUL = 3700MW

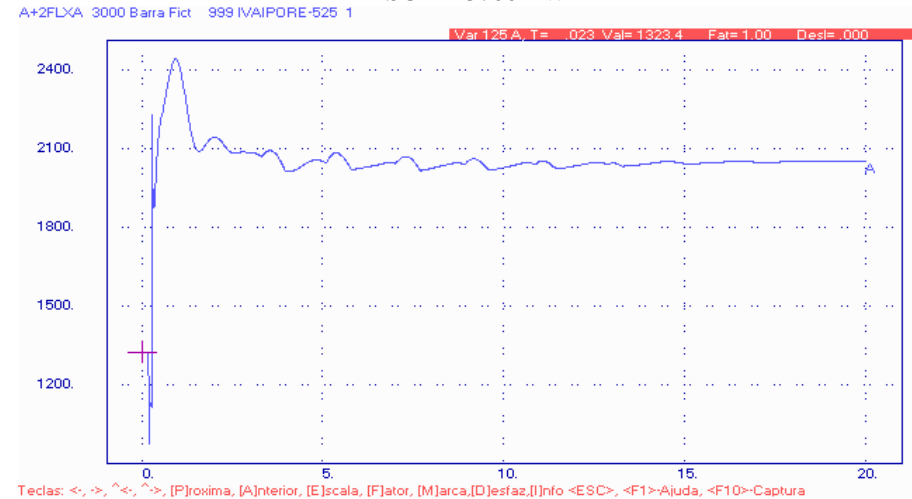


Figura 2 - Fluxo de Potência Ativa (MW) na LT 525kV Areia - Ivaiporã

RSUL = 3600MW

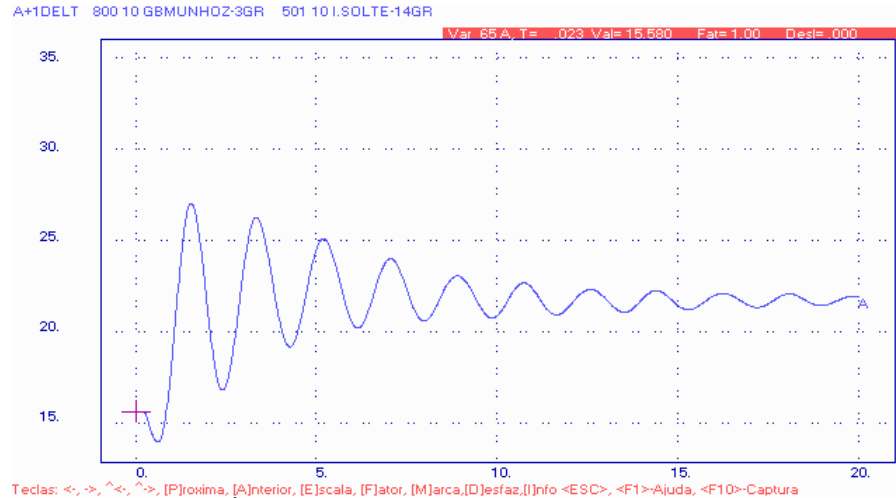


Figura 3 - Ângulo do eixo q (graus) do gerador da UHE G. B. M.

RSUL = 3700MW

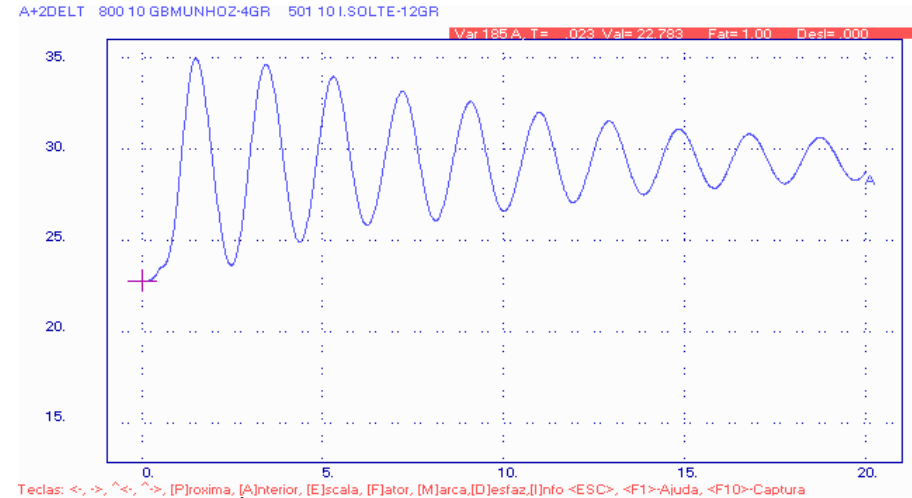


Figura 4 - Ângulo do eixo q (graus) do gerador da UHE G. B. M.

D.4 - TCSC na LT 525kV Areia - Ivaiporã

Contingência: Curto-circuito monofásico na barra de Salto Santiago 525kV, eliminação do curto-circuito após 80ms com desligamento da LT 525kV S. Santiago - Ivaiporã

Carga Média

RSUL = 3600MW

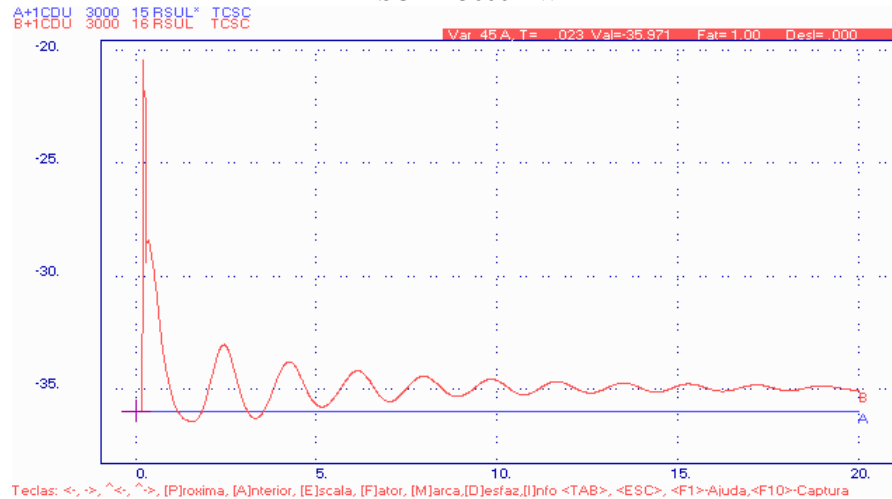


Figura 5 - Recebimento de potência ativa pela Região Sul (pu de MW)

Carga Pesada

RSUL = 3700MW

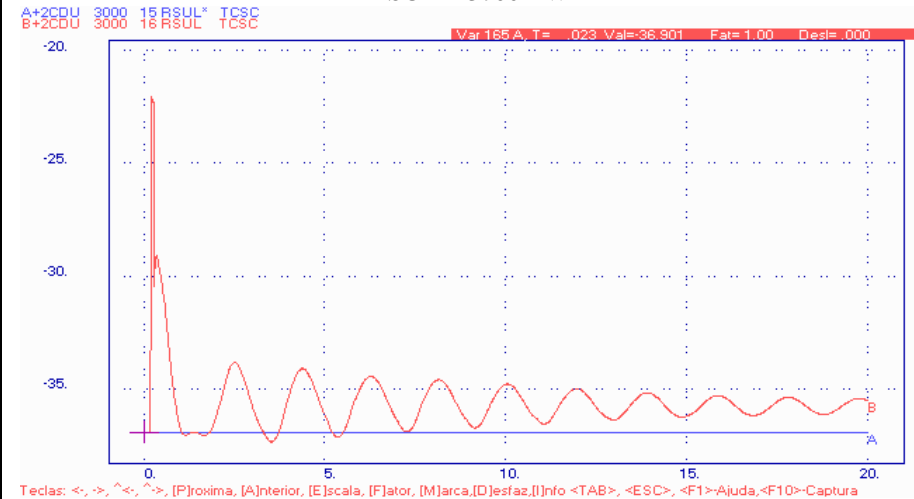


Figura 6 - Recebimento de potência ativa pela Região Sul (pu de MW)

RSUL = 3600MW

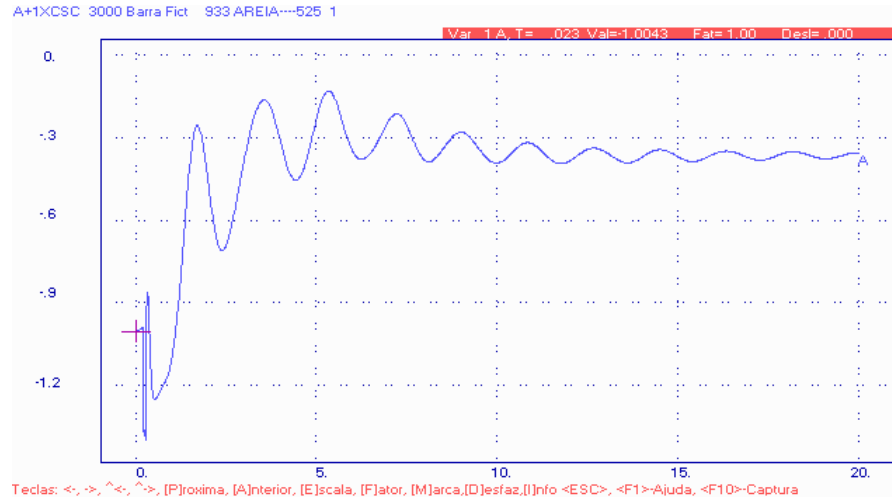


Figura 7 - Reatância equivalente do compensador série controlável (% pu)

RSUL = 3700MW

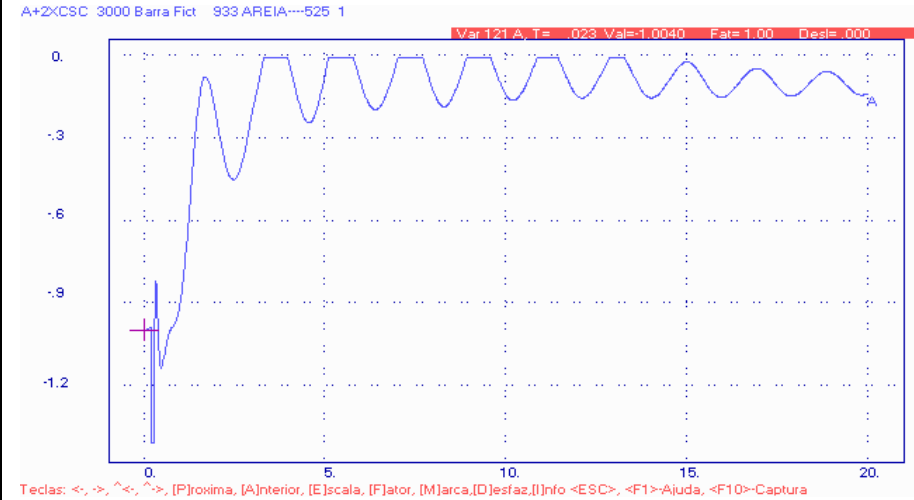


Figura 8 - Reatância equivalente do compensador série controlável (% pu)

D.4 - TCSC na LT 525kV Areia - Ivaiporã

Contingência: Curto-circuito monofásico na barra de Salto Santiago 525kV, eliminação do curto-circuito após 80ms com desligamento da LT 525kV S. Santiago - Ivaiporã

Carga Média

RSUL = 3800MW

A+1FLXA 3000 Barra Fict 999 IVAIPORE-525 1

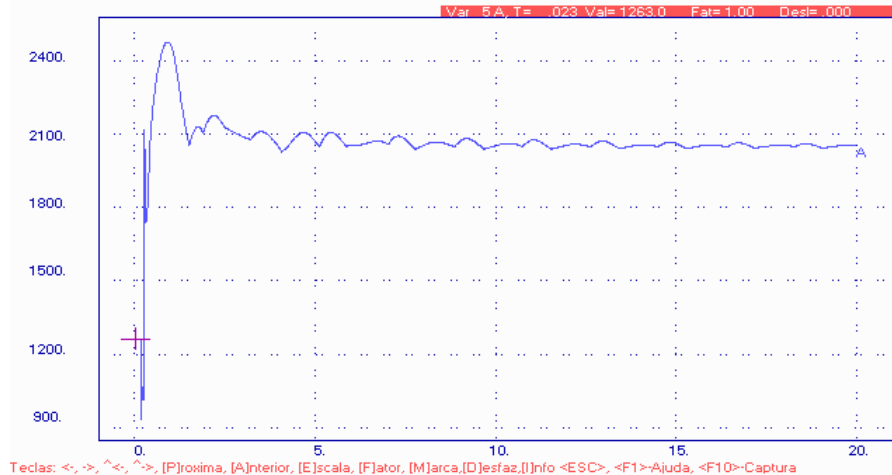


Figura 9 - Fluxo de Potência Ativa (MW) na LT 525kV Areia - Ivaiporã

Carga Pesada

RSUL = 3800MW

A+2FLXA 3000 Barra Fict 999 IVAIPORE-525 1

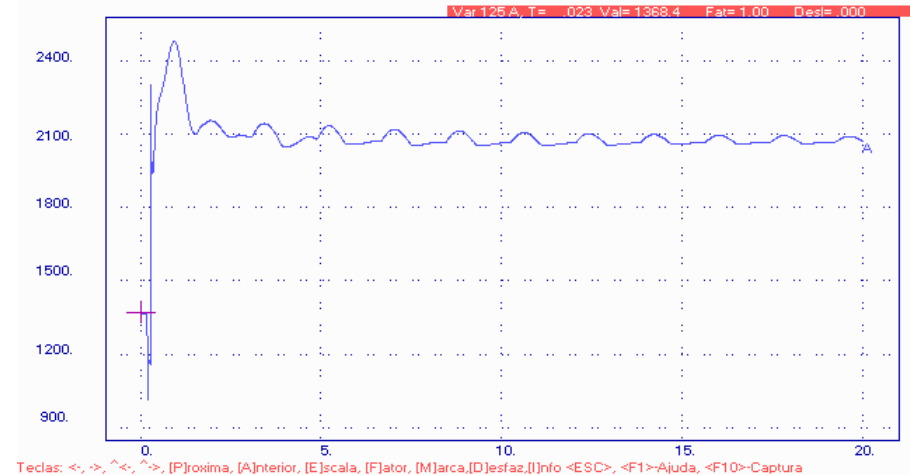


Figura 10 - Fluxo de Potência Ativa (MW) na LT 525kV Areia - Ivaiporã

RSUL = 3800MW

A+1DELT 800 10 GBMUNHOZ-3GR 501 10 I.SOLTE-15GR

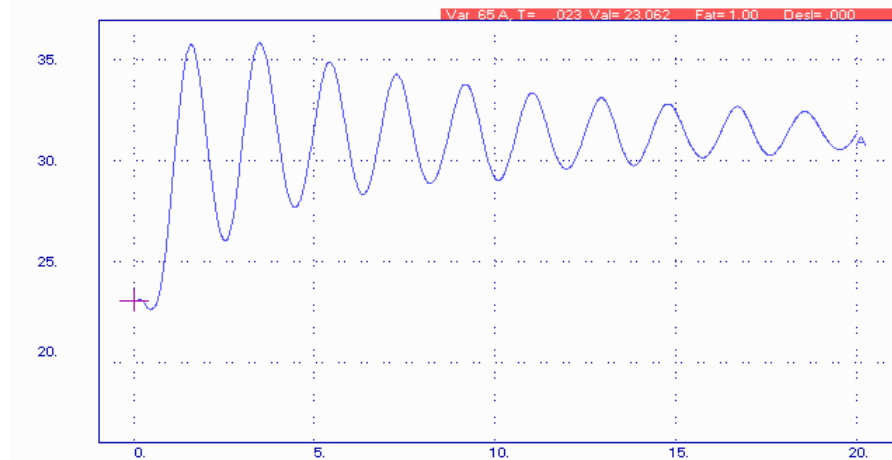


Figura 11 - Ângulo do eixo q (graus) do gerador da UHE G. B. M.

RSUL = 3800MW

A+2DELT 800 10 GBMUNHOZ-4GR 501 10 I.SOLTE-12GR

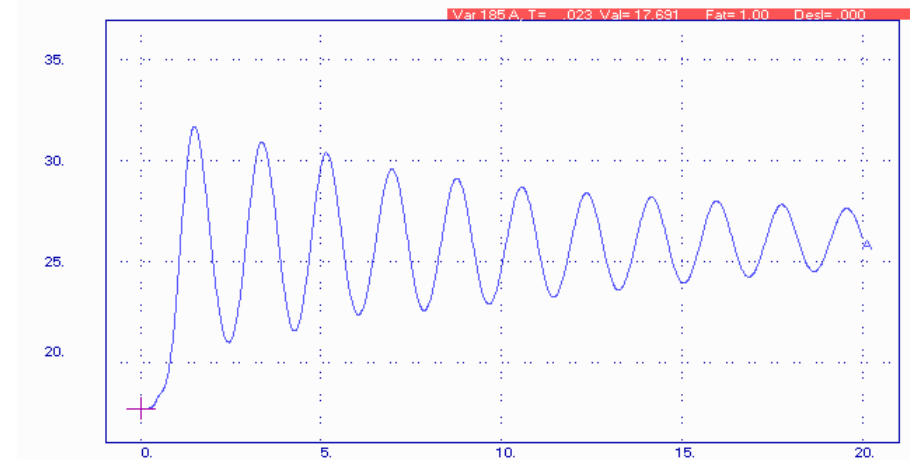


Figura 12 - Ângulo do eixo q (graus) do gerador da UHE G. B. M.

D.4 - TCSC na LT 525kV Areia - Ivaiporã

Contingência: Curto-circuito monofásico na barra de Salto Santiago 525kV, eliminação do curto-circuito após 80ms com desligamento da LT 525kV S. Santiago - Ivaiporã

Carga Média

RSUL = 3800MW

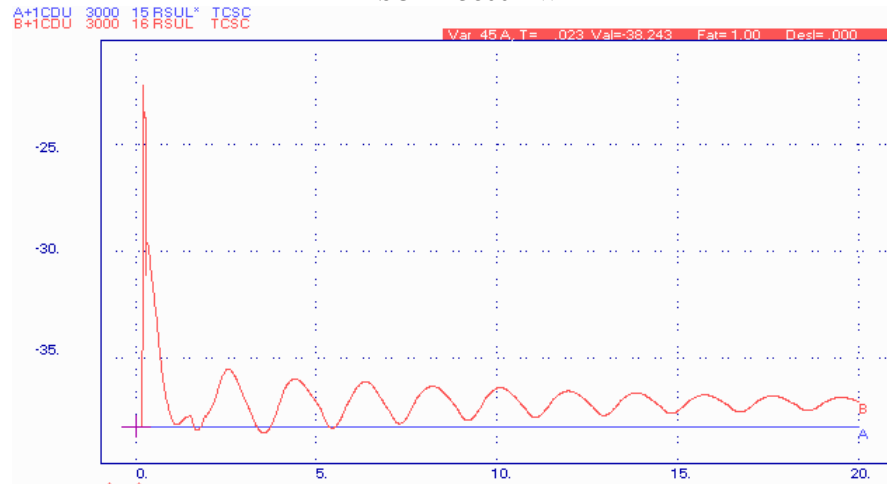


Figura 13 - Recebimento de potência ativa pela Região Sul RSUL (pu de MW)

Carga Pesada

RSUL = 3800MW

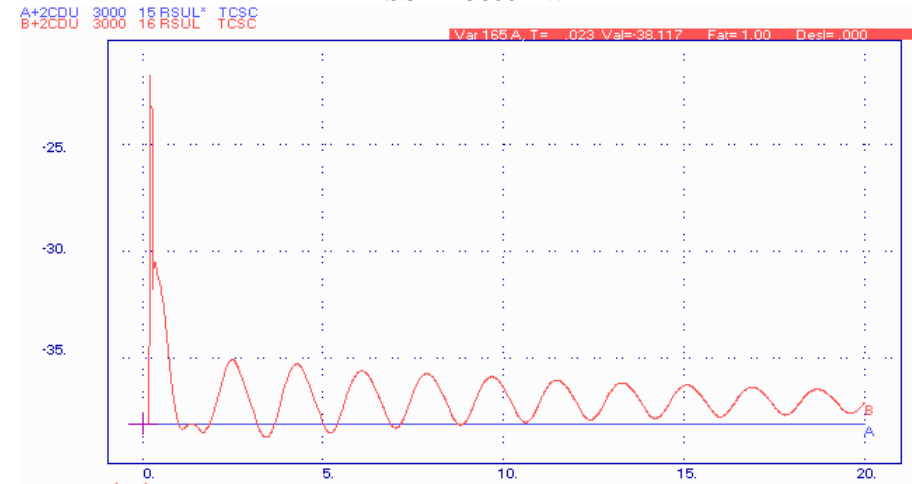


Figura 14 - Recebimento de potência ativa pela Região Sul RSUL (pu de MW)

RSUL = 3800MW

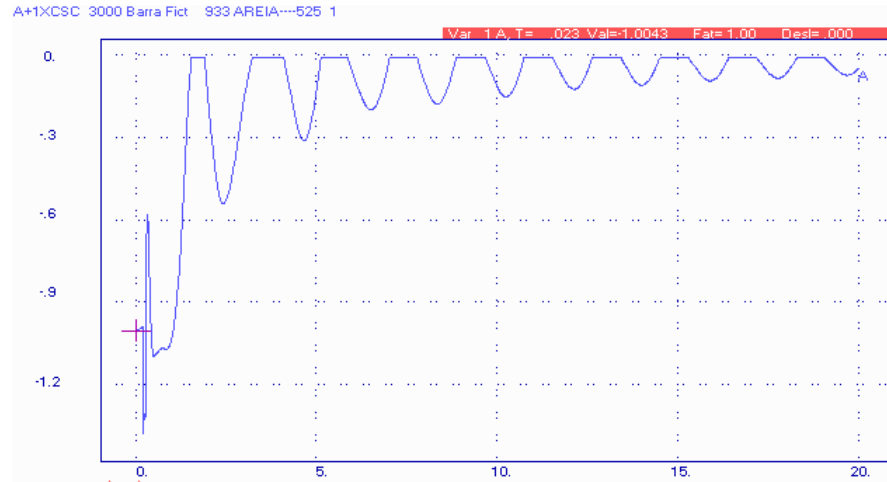


Figura 15 - Reatância equivalente do compensador série controlável (% pu)

RSUL = 3800MW

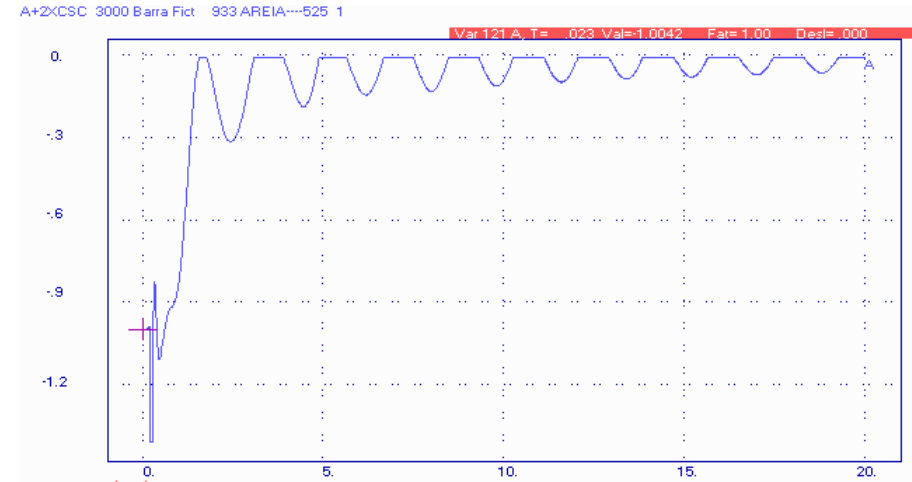
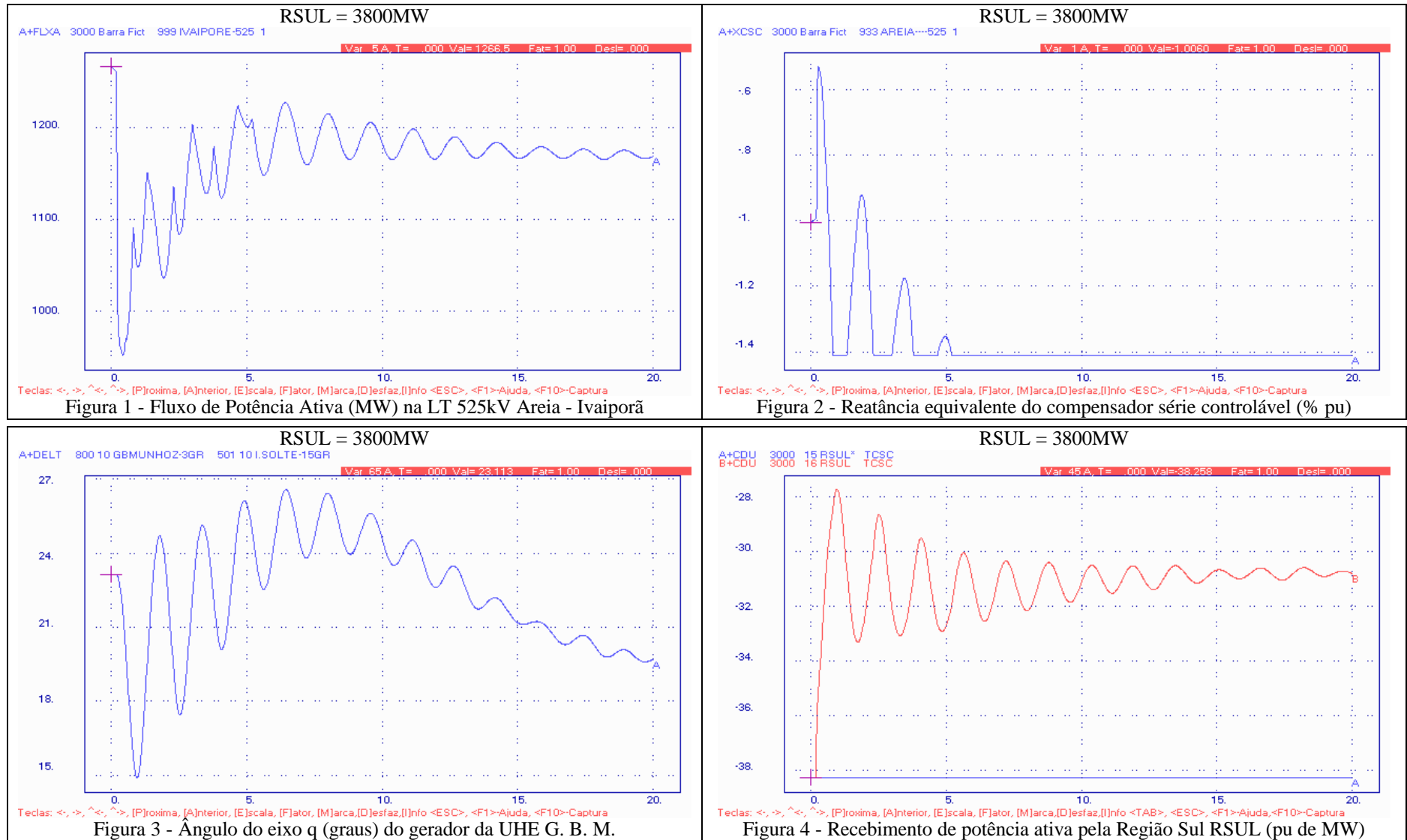


Figura 16 - Reatância equivalente do compensador série controlável (% pu)

D.5 - TCSC na LT 525kV Areia - Ivaiporã

Contingência: Perda de um bloco de geração na Região Sul (UHE Machadinho)

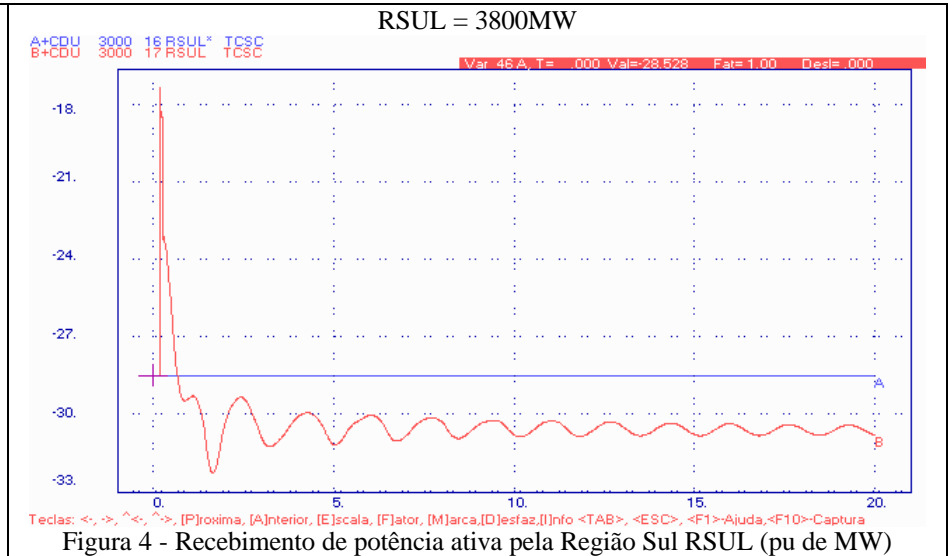
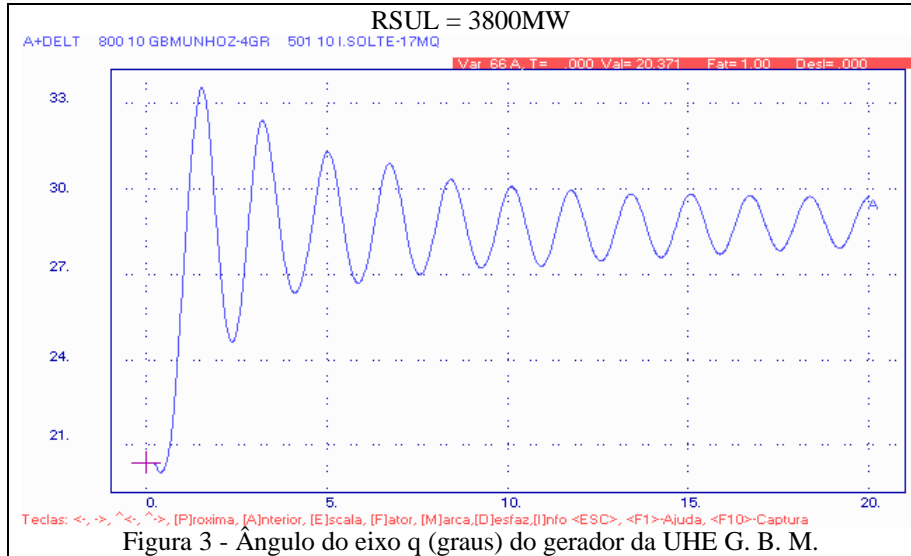
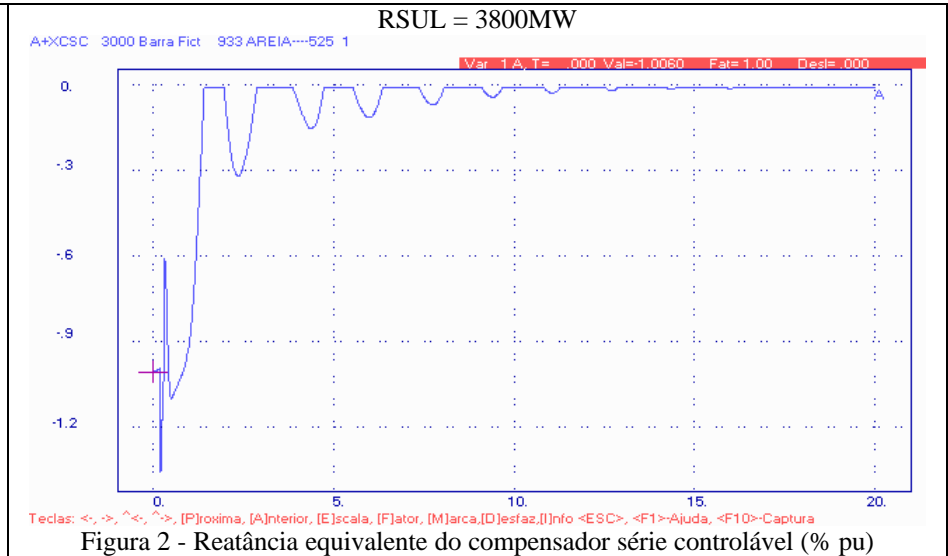
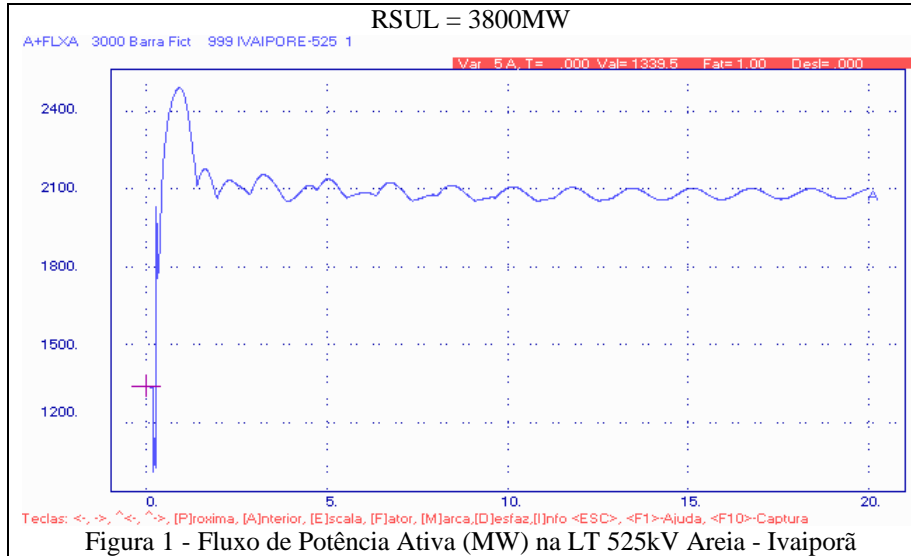
Carga Média



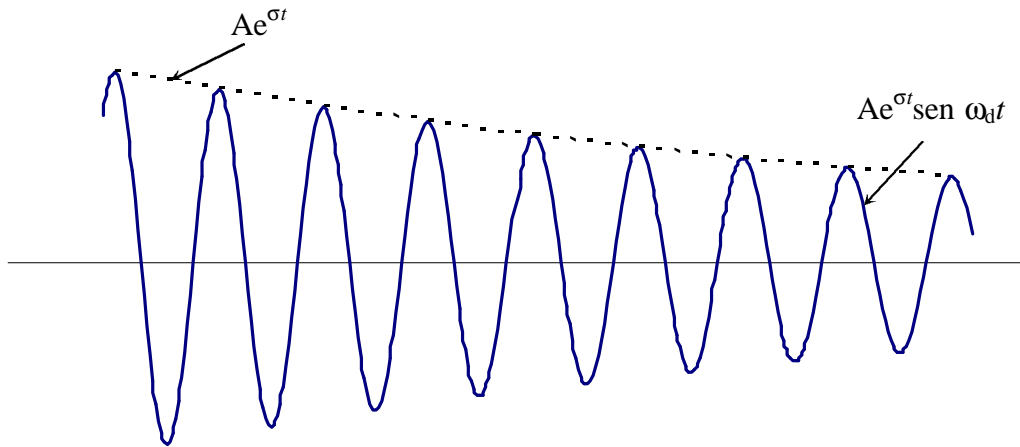
D.6 - TCSC na LT 525kV Areia - Ivaiporã

Contingência: Curto-circuito monofásico na barra de Salto Santiago 525kV, eliminação do curto-circuito após 80ms com desligamento da LT 525kV S. Santiago - Ivaiporã, considerando uma nova configuração da rede elétrica: com a inclusão da **LT 500kV Londrina - Assis - Araraquara**

Carga Média



Apêndice E - Critério para determinação da estabilidade dinâmica



Dado que:

σ = coeficiente de amortecimento

$\zeta = \frac{\text{amortecimento real}}{\text{amortecimento crítico}} = \text{coeficiente de amortecimento}$

ω_d = frequência natural amortecida

y_1 = amplitude da onda (5º ciclo)

y_2 = amplitude da onda (10º ciclo)

$t_1 - t_2$ = tempo compreendido entre 5º e o 10º ciclo

De [60], temos:

$$\zeta = \frac{1}{\sqrt{1 + \left(\frac{\omega_d}{\sigma}\right)^2}} \quad (\text{E.1})$$

e

$$\sigma = \frac{1}{t_1 - t_2} \ln \frac{y_1}{y_2} \quad (\text{E.2})$$

A partir de (1) e (2), e considerando:

$$\omega_d = 0,6 \text{ Hz}$$

$$y_2 = 0,6y_1$$

$$t_2 - t_1 \approx 8,33 \text{ s}$$

resulta que:

$\zeta \approx 10\%$
