

TESE

985

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ENGENHARIA DE ITAJUBÁ

**FACTS: Alocação Ótima e Impacto no Preço  
da Transmissão**

**EDIMAR JOSE DE OLIVEIRA**

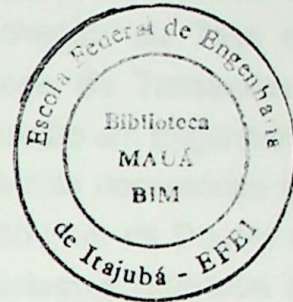
**ITAJUBÁ - MG**

**1998**



**ESCOLA FEDERAL DE ENGENHARIA DE ITAJUBÁ  
INSTITUTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA  
DEPARTAMENTO DE ELETROTÉCNICA**

**TESE DE DOUTORADO**



**FACTS: ALOCAÇÃO ÓTIMA E IMPACTO NO PREÇO DA  
TRANSMISSÃO**

**Preparado por  
EDIMAR JOSÉ DE OLIVEIRA**

**Orientador  
JOSÉ WANDERLEY MARANGON LIMA**

**ITAJUBÁ, MG - BRASIL**

**Novembro/1998**



Ministério da Educação e do Desporto  
**ESCOLA FEDERAL DE ENGENHARIA DE ITAJUBÁ**  
Reconhecida Lei 3232 - 05/01/1917

**PRONUNCIAMENTO DA COMISSÃO EXAMINADORA DE TESE DE DOUTORADO**

A Comissão Examinadora nomeada pela Portaria nº 294 de 19/11/1998, cumpridas todas as etapas da Sessão de Defesa de Tese previstas no Regulamento do Curso de Doutorado em Engenharia Elétrica, se posiciona favoravelmente à "Aprovação" da Tese de Doutorado intitulada: **"FACTS: Alocação Ótima e Impacto no Preço da Transmissão"** e emite instrução para que o Coordenador dos Cursos de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, da Escola Federal de Engenharia de Itajubá, tome as providências necessárias junto ao DRA (Departamento de Registro Acadêmico), para a expedição do título de **Doutor em Ciências em Engenharia Elétrica**, na Área de Concentração de **Sistemas Elétricos de Potência**, desde que atendidas as demais exigências regimentais, a **Edimar José de Oliveira**.

Itajubá, 23 de novembro de 1998.

Prof. Djalma Mosqueira Falcão  
UFRJ - 1º Examinador

Prof. Glauco Nery Taranto  
UFRJ - 2º Examinador

Prof. José Luiz Rezende Pereira  
UFJF - 3º Examinador

Prof. Armando Martins Leite da Silva  
EFEI - 4º Examinador

Prof. Antonio Carlos Zambroni de Souza  
EFEI - 5º Examinador

Prof. José Wanderley Marangon Lima  
EFEI - 6º Examinador - Orientador

Prof. Germano Lambert Torres  
EFEI - Presidente

## Agradecimentos

- Ao Prof. José Wanderley Macagnan Lima, meu orientador, que orientou-me e apoiou-me sempre, ao longo desta viagem tão árdua.
- Aos amigos da Uni Estadual Federal de Juiz de Fora, pelo apoio durante os períodos em que me desviei de faculdade para trabalhar na UFPA, subentendendo de certa forma alguns compromissos.
- Ao Prof. José Luiz Ricardo Pereira, pelo apoio e incentivo recebidos durante este trabalho.
- A Prof. Eunice A. Oliveira, pela colaboração dada no sentido deste trabalho.
- Aos colegas de doutorado e também pós-graduação (PPG), especialmente ao grupo de uma turma no curso, também pela Terceira Feira de Pesquisa.
- A CAPES pelo apoio financeiro.
- A Deus Nosso Senhor, pois a Ele pertence toda honra e toda glória.

Dedico este trabalho  
 a minha mãe Cirene,  
 a minha esposa Irê  
 e aos meus filhos  
 Alan e Marcos Tadeu.

## Agradecimentos

- Ao Prof. José Wanderley Marangon Lima, meu orientador, que orientando e ajudando sempre, fez nascer deste trabalho uma amizade.
- Aos amigos da Universidade Federal de Juiz de Fora, pelo apoio durante os períodos em que me ausentei da faculdade para realização da pesquisa na EFEI, sobrecarregando de certa forma alguns companheiros.
- Ao Prof. José Luiz Rezende Pereira, pelo apoio e incentivo recebidos durante este trabalho.
- À Prof. Eunice A. Oliveira, pela colaboração dada na revisão deste trabalho.
- Aos colegas de doutorado e a todas pessoas da PPG, Biblioteca etc que de uma forma ou outra, também partilharam desta empreitada.
- À CAPES pelo apoio financeiro.
- A Deus Nosso Senhor, pois a Ele pertence toda ciência e toda sabedoria.

## Resumo

Este trabalho apresenta uma metodologia de análise da viabilidade de implantação de dispositivos FACTS (Flexible AC Transmission Systems), em especial a compensação série e o defasador, considerando-se um problema de despacho econômico de carga. O principal objetivo do modelo proposto é selecionar a melhor linha do sistema para a localização dos dispositivos FACTS, a fim de proporcionar um despacho mínimo de geração térmica, durante um intervalo de operação preestabelecido e de reduzir o investimento nestes equipamentos. A metodologia proposta para alocação dos dispositivos FACTS incorpora a interdependência operacional entre as usinas hidráulicas em cascata (coordenação hidrotérmica), as perdas no sistema de transmissão e as variações nas capacidades dos circuitos causadas por estes equipamentos.

Outro objetivo deste trabalho é avaliar alguns tópicos importantes do novo ambiente competitivo para o setor elétrico, tais como: o efeito dos dispositivos FACTS no custo do serviço de transmissão, o impacto das transações de pedágio no custo, e também, na localização dos equipamentos e o efeito do preço do serviço de transmissão no planejamento do sistema de geração.

Para ilustrar a aplicação do algoritmo de alocação proposto e o impacto dos dispositivos FACTS no novo ambiente competitivo, utilizou-se alguns exemplos com sistemas testes e um sistema equivalente da região Sul do Brasil.

## Abstract

This work presents a methodology to analyze the FACTS (Flexible AC Transmission Systems) device viabilites, with emphasis on series compensation and phase shifter, considering the economic dispatch problem. The aim of this proposed model is to find a transmission line of the system for placing the FACTS device, in order to minimize the thermal generation costs during a pre-specified interval and, also, to reduce the investments on these devices. The methodology handles the operational interdependence among cascade hydro plants (hydrothermal coordination), transmission losses and circuit capacity variation caused by this equipment.

Another aim of this work is to address some important topics to the new competitive environment for the electrical sector, such as: the effect of the FACTS devices on transmission pricing services, the impact of the wheeling transactions on the FACTS location including this equipment cost and the effect of the transmission pricing in the generation planning.

Some simple test systems are used to illustrate the methodology and an equivalent system of the Southern region of Brazil is also tested to show the effectiveness of the new proposed method and the impact of the FACTS devices on the competitive environment.

## SUMÁRIO

### **CAPÍTULO I: INTRODUÇÃO**

I.1 - CONSIDERAÇÕES GERAIS	1
I.2 - OBJETIVO DA TESE	4
I.2 - ESTRUTURA DO TRABALHO	5

### **CAPÍTULO II: TARIFAS DE TRANSMISSÃO**

II.1 - INTRODUÇÃO	7
II.2 - SERVIÇOS E TARIFAS NO NOVO AMBIENTE COMPETITIVO	7
II.2.1 - Custos Incrementais	8
II.2.2 - Métodos Baseados nos Custos Fixos	11
II.3 - EFEITO DA TARIFA NO LONGO-PRAZO	14
II.3.1 - Modelo proposto	14
II.3.2 - Tarifa e a Expansão da Transmissão	18
II.3.3 - Exemplo Numérico	21
II.3.4 - Exemplo com o sistema sul do Brasil	24
II.4 - CONCLUSÕES	27

### **CAPÍTULO III: ALOCAÇÃO DE FACTS**

III.1 - INTRODUÇÃO	28
III.2 - O PROBLEMA DE ALOCAÇÃO	29
III.3 - LOCALIZAÇÃO ÓTIMA DA COMPENSAÇÃO SÉRIE (CS)	31
III.3.1 - Aumento de Capacidade das Linhas	32
III.3.2 - Função Custo da Compensação Série	33
III.3.3 - Fluxograma para CS	36
III.4 - LOCALIZAÇÃO ÓTIMA DE DEFASADORES (DE)	38
III.4.1 - Capacidade das Linhas	38
III.4.2 - Função Custo do Defasador	39
III.4.3 - Fluxograma para DE	40
III.5 - INCLUSÃO DAS PERDAS	43

III.6 - EXEMPLO 1	44
III.7 - ALOCAÇÃO DE FACTS EM SISTEMAS HIDROTÉRMICOS	50
III.7.1 - Formulação Matemática	51
III.7.2 - Fluxograma para Coordenação Hidrotérmica com FACTS	52
III.7.3 - Exemplo 2	57
III.8 - ALOCAÇÃO DE FACTS EM AMBIENTE COMPETITIVO	61
III.8.1 - Modelo Proposto	62
III.8.2 - Exemplo 3	63
III.9 - CONCLUSÕES	67
<b>CAPÍTULO IV: ESTUDO DE CASOS</b>	
IV.1 - INTRODUÇÃO	68
IV.2 - SISTEMA IEEE-14 BARRAS	68
IV.2.1 - O Problema de Alocação	70
IV.2.2 - Impacto na Tarifa	73
IV.2.3 - O Problema das Perdas	74
IV.3 - SISTEMA DA REGIÃO SUL DO BRASIL	77
IV.3.1 - O Problema de Alocação	79
IV.3.2 - Impacto da CS na Tarifa	81
IV.3.3 - Aspectos Computacionais	82
IV.4 - CONCLUSÕES	83
<b>CAPÍTULO V: CONCLUSÕES GERAIS E SUGESTÕES</b>	
V.1 - CONCLUSÃO GERAL	84
V.2 - CONTRIBUIÇÕES DO TRABALHO	85
V.3 - DESENVOLVIMENTOS FUTUROS	86
<b>REFERÊNCIAS</b>	88

<b>LISTA DE ABREVIATURAS</b>	95
<b>LISTA DE FIGURAS</b>	96
<b>LISTA DE TABELAS</b>	97
<b>LISTA DE SÍMBOLOS E VARIÁVEIS</b>	99
<b>APÊNDICE A: DESPACHO ECONÔMICO DE CARGA</b>	103
<b>APÊNDICE B: ALGORITMO DE DECOMPOSIÇÃO DE BENDERS</b>	106
<b>APÊNDICE C: LAY-OUT DO PROGRAMA CHFAC</b>	111

# CAPÍTULO - I

## INTRODUÇÃO

### I.1 - CONSIDERAÇÕES GERAIS

A transmissão de eletricidade é completamente diferente do transporte de outro bem econômico, devido a vários aspectos, tais como: a produção e consumo de energia ocorrem juntas e a energia elétrica não pode ser armazenada em grandes proporções, devido a restrições econômicas. Desta forma, é necessário dispor de uma rede de transmissão que interligue os vários centros de geração e consumo. O fluxo elétrico nesta rede não segue as leis econômicas, o que pode levar a um custo operacional elevado do sistema como, por exemplo, no problema de despacho econômico. O planejamento e a operação desta rede são desempenhados pelas concessionárias de energia elétrica e devem ser realizados a um custo mínimo e com um nível de confiabilidade satisfatório.

A nova tendência internacional em tornar o setor de energia elétrica mais competitivo e mais eficiente, tem propiciado uma série de debates em torno da estrutura atual do setor [1]. Alguns países adotaram um modelo desagregado dos serviços de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, como primeiro passo em busca da eficiência [2-4]. Como na transmissão e na distribuição a figura do monopólio natural é marcante, em virtude dos aspectos físicos e técnicos relacionados com o transporte da energia elétrica, esta rede exerce um papel muito importante no que se refere à estabilidade das transações de energia elétrica entre geradores e consumidores, pois a falta de capacidade dos circuitos pode levar a não realização do negócio entre acessantes de áreas interligadas [5-7]. Portanto, garantir o livre acesso à rede com capacidade adequada dos circuitos, é a chave para a competição desejada na geração [8,9].

O sistema de potência em todo o mundo tem sido forçado a operar com quase toda a sua capacidade no limite, devido ao grande número de restrições econômicas e/ou ambientais para construção de novas centrais de geração e linhas de transmissão. Como resultado, torna-se importante melhorar a capacidade de controle do sistema. Uma opção atrativa é a utilização dos dispositivos FACTS (Flexible AC Transmission Systems) [10,11], a qual melhora: a estabilidade do sistema, aumenta a confiabilidade e reduz o custo operacional (CO)<sup>1</sup> e os investimentos em transmissão. Estes dispositivos baseados no avanço da eletrônica de potência [15] abrem um novo caminho para tratar as

---

<sup>1</sup> Custo operacional de um sistema é o custo com o combustível necessários para o despacho das usinas térmicas. *O Apêndice A* mostra os conceitos básicos usados no cálculo do custo operacional ótimo de um sistema elétrico de potência, também denominado despacho econômico de carga.

inconveniências causadas pela reatância fixa da linha e a indesejada direção do fluxo de potência. Por isso, a implementação dos dispositivos FACTS mostra ser uma estratégia promissora para diminuir o congestionamento nas linhas de transmissão e aumentar a capacidade de transporte da rede [16]. Desta forma, se determinada linha não pode ser eliminada do planejamento, ela pode, provavelmente, ser postergada com o uso de tal dispositivo.

As aplicações e os impactos da eletrônica de potência no setor elétrico, começaram na década de 60 com as excitatrizes estáticas. Em 1986 foi iniciada uma pesquisa conjunta entre “American Electric Power Service Corporation” (AEP) e a Asea Brown Boveri (ABB), para desenvolver e avaliar o controle do fluxo de potência, a fim de alcançar uma melhor utilização do sistema e evitar o fluxo paralelo [17]. Em 1989 foi iniciado um programa dirigido pelo Electric Power Research Institute (EPRI) [18] para desenvolvimento da nova tecnologia FACTS. Um outro exemplo desta revolução ocorreu no Japão, quando, em março de 1992, foi criado um programa de pesquisa e desenvolvimento de sistema de potência, onde inclui-se a exploração da tecnologia de eletrônica de potência como opção de solução dos problemas no sistema elétrico daquele país [19]. Neste intervalo, tem sido realizados diversos estudos de viabilidade, “work-shops” [20-22], seções especiais em congressos, projetos financiados [23,24] e, diversos artigos técnicos já foram publicados [25-27].

Os dispositivos semicondutores de potência têm sido a mola mestre desta revolução. Eles viabilizaram diversos equipamentos e filosofias de transmissão e estão transformando o setor elétrico num sistema eletroeletrônico. O completo sucesso da aplicação dos dispositivos FACTS oferece as seguintes oportunidades:

- Aumento no controle do fluxo de potência numa determinada linha;
- Aproximação entre os limites de estabilidade dinâmica e térmico;
- Redução da margem de reserva de geração, pelo aumento da capacidade de transferência entre áreas interligadas;
- Prevenção de saída em cascata pela limitação do efeito da falta [28];
- Amortecimento das oscilações de potência, as quais poderiam prejudicar equipamentos e/ou limitar a capacidade da linha [29];

Estes equipamentos podem ter várias funções no sistema, tanto em regime permanente como em regime dinâmico. Diferentes tipos de dispositivos FACTS oferecem vantagens para a solução de diferentes tipos de problemas. A seguir serão destacados dois tipos de dispositivos FACTS, compensação série e defasador. Estes equipamentos são os mais adequados para o controle do fluxo de potência ativa na rede.

1. **Compensação Série Controlada a Tiristor (CSCT):** A compensação série diminui a reatância efetiva da linha, a qual muda o fluxo padrão entre corredores em paralelo

e permite o aumento no carregamento da linha, sem aumentar o ângulo de potência. Devido a isto, a compensação série fixa é a técnica amplamente usada por décadas, como meio de aumentar economicamente a capacidade de transferência de transmissão [30]. A CSCT adiciona uma nova dimensão a esta técnica, introduzindo moderna tecnologia de capacitor que tem menor perda e requer menos espaço. Adicionalmente, tem-se pela ação rápida do chaveamento a tiristor o controle dinâmico do capacitor série [31,32]. Os maiores benefícios da CSCT são, portanto, a habilidade de esquematizar o fluxo ao longo de uma desejada linha, a rápida modulação da impedância em resposta às oscilações dinâmicas do sistema [33,34] com conseqüente aumento no limite de estabilidade. Um exemplo de compensação série no Brasil é a compensação na linha de 765KV na subestação de Ivaiporã, com o objetivo de aumentar a capacidade da linha.

2. **Defasador:** É um elemento utilizado no controle do fluxo de potências ativa e reativa, através da variação do ângulo de defasagem e da magnitude da tensão, respectivamente. Estas variações são chamadas de comutação de taps. Com isto, tem-se o controle simultâneo dos fluxos de potências ativa e reativa [35-37]. Atualmente, com a possibilidade de comutação tiristorizada, tem-se como resultado um rápido controle da tensão e ângulo, o que proporciona ao sistema uma redução nas oscilações de tensão e potência ativa, aumentando, portanto, o limite de estabilidade. Tal eficiência é conseguida através da redistribuição rápida do fluxo de potência permitindo aliviar circuitos com níveis de tensão satisfatórios. Dentre as várias formas de se conseguir a defasagem de ângulo e tensão, pode-se destacar o autotransformador defasador em zig-zag (ADZ) com comutação tiristorizada, idealizado e desenvolvido em 1991 por J.P.G. Abreu [38]. Neste trabalho, também são testadas as habilidades do transformador em redirecionar o fluxo na rede em regime permanente. Em 1993, E.J. Oliveira [39,40] avaliou a utilização do ADZ em regime dinâmico, onde concluiu que a comutação em "steps" era a maior dificuldade deste equipamento em regime dinâmico, propondo então, em 1995 [41] novos princípios construtivos com o objetivo de suavizar a comutação.

Existem outros tipos de dispositivos FACTS, mas para qualquer tipo, seu objetivo final é dar uma maior controlabilidade sobre os fluxos nas linhas e magnitudes de tensão nas barras. É provável que outros venham a ser inventados, mais provável ainda, é que numerosos melhoramentos deverão ser feitos, principalmente no sentido de reduzir seu custo.

Baseado na nova possibilidade de controle de fluxo, diversos pesquisadores têm avaliado a viabilidade técnica e econômica da aplicação dos dispositivos FACTS em substituição a expansão do sistema (FACTS só será aceito pela indústria elétrica, se custar menos que a expansão do sistema). Um exemplo desta aplicação, é a otimização do sistema de transmissão existente através de uma modificação no fluxo de potência ativa na rede, evitando-se a construção de novas linhas. Algumas ferramentas computacionais têm sido desenvolvidas para tratar este problema, tais como:

- O trabalho desenvolvido em 1992 [42], que apresenta uma metodologia para representar os dispositivos FACTS (Defasador e Compensação Série) no despacho

econômico de carga, utilizando-se programação linear. Neste problema de otimização linear, o objetivo é mudar os fluxos com compensação série ou defasador no sentido de reduzir os custos de produção de energia. A representação do defasador é feita pela técnica de injeção de potência ativa, já a representação da compensação série requer a alteração na matriz de susceptância, devido a adição da susceptância do capacitor. Nota-se, portanto, que o problema torna-se não-linear. Para superar esta dificuldade, os autores usam técnica aproximada de decomposição de Benders, onde reconhece-se algumas dificuldades de convergência. Adicionalmente, o custo e a localização dos dispositivos FACTS não são considerados.

- Os artigos [43,44] (1996), que avaliam a habilidade dos dispositivos FACTS no sentido de maximizar a carga, utilizando-se programação não-linear. Neste caso, o custo do FACTS é considerado entre 100 e 200 US\$/KW. São comparados vários resultados para os dispositivos FACTS em linhas diferentes, onde observa-se que o desempenho do equipamento depende fundamentalmente da localização do mesmo no sistema. Entretanto, estes artigos não determinam a localização ideal do FACTS.
- A referência [45] (1997), que mostra um método de alocação do defasador e compensação série na rede. O objetivo é minimizar o custo operacional e o custo de investimento do equipamento. Neste artigo é usada a técnica de injeção de potência para representar o defasador, e é também usada a técnica aproximada de decomposição de Benders para cálculo da compensação série, tal como foi feito na referência [42]. Entretanto, não é considerada a habilidade da compensação série em aumentar a capacidade de transporte da linha, também o custo dos equipamentos não são bem definidos.

Os resultados dos trabalhos desenvolvidos sobre este tema, mostram que os benefícios oferecidos por essa nova tecnologia de tiristores podem ser melhor obtidos através da localização apropriada destes dispositivos no sistema. Esta localização ideal reduz o custo operacional do sistema e o investimento no equipamento. O sistema de transmissão geralmente impõe restrições ao problema de despacho econômico de carga, o qual pode ser melhor tratado com o uso dos dispositivos FACTS em locais estratégicos. Desta forma, torna-se mais econômico a aplicação dos dispositivos FACTS do que, por exemplo, construir uma nova linha de transmissão.

## **I.2 - OBJETIVO DA TESE**

Pelo exposto no item anterior, nota-se que o sistema elétrico está vivenciando uma fase de mudanças, saindo definitivamente do processo de expansão crescente para o processo de exploração otimizada, principalmente do sistema de transmissão.

As ferramentas computacionais, atualmente disponíveis para cálculo e alocação dos dispositivos FACTS no sistema, em especial a compensação série e defasador, necessitam de alguns ajustes, devido às seguintes simplificações e dificuldades:

- Não tem sido considerado o aumento da capacidade da linha quando a compensação série é instalada;
- Os modelos apresentados para representar a compensação série e defasador utilizam técnicas de solução que podem apresentar dificuldades de convergência;
- As técnicas existentes de otimização de sistemas via dispositivos FACTS, não foram aplicadas a um sistema hidrotérmico. Adiciona-se a este tipo de sistema, a característica aleatória da hidrologia;
- Não tem-se considerado o impacto dos dispositivos FACTS em um ambiente competitivo, onde devem ser incluídas as transações de pedágio.

Estes fatos são alguns desafios a serem vencidos nesta área. Neste sentido, este trabalho apresenta o desenvolvimento de um modelo matemático para representar e analisar os dispositivos FACTS em um modelo linear de despacho hidrotérmico de carga. O objetivo do trabalho é encontrar a melhor localização dos dispositivos FACTS, a fim de minimizar o custo de operação e o custo de investimento no dispositivo, selecionando a linha que deve ser compensada pelo equipamento. Dado que somente a potência ativa é avaliada, dois tipos de FACTS serão considerados: a compensação série e o defasador. O algoritmo proposto é robusto e está baseado na representação “*linear*” dos dispositivos, o que proporciona a solução, por uma seqüência de programações lineares, com poucas iterações. As perdas e o aumento na capacidade da linha compensada, também são considerados no método proposto. Adicionalmente, este trabalho mostra como a utilização de dispositivos FACTS pode reduzir custos e incentivar as transações de pedágio, em um ambiente de livre mercado. Para tanto, são comparados vários métodos de tarifação, como o custo marginal, MW-milha estendido, etc.

### **I.3 - ESTRUTURA DO TRABALHO**

Este trabalho está dividido em cinco capítulos, sendo que apresenta-se no Capítulo II, a nova tendência do setor elétrico, juntamente com os métodos de tarifação dos serviços de transmissão propostos por vários pesquisadores para o modelo competitivo. Algumas limitações destes métodos são identificadas, principalmente quanto aos sinais econômicos emitidos para os agentes da geração. Adicionalmente, será realizado no Capítulo II uma análise dinâmica da tarifa, ou seja, será verificado a influência do preço do serviço de transmissão no modelo de planejamento de longo prazo.

No Capítulo III será apresentado o método proposto para alocação ótima dos dispositivos FACTS no sistema, de tal forma a proporcionar menor custo operacional e o mínimo de investimento no equipamento. As perdas nos circuitos e o aumento na capacidade de transporte das linhas serão incorporados pelo método. Exemplos com um sistema simples de 3 barras são usados para ilustrar o método de alocação proposto.

Seguindo, serão realizadas duas extensões do método de alocação proposto. A primeira extensão tem por objetivo incorporar a coordenação hidrotérmica na metodologia, onde é considerado um período de planejamento de operação do sistema. Incluir-se-á nesta primeira extensão do método, um estudo com um sistema teste de 6 barras. Neste exemplo será avaliado o problema estocástico da hidrologia. A segunda extensão será realizada através de uma modificação na função objetivo do problema de otimização, ou seja, o objetivo de reduzir custo operacional será substituído pelo objetivo de reduzir a tarifa de transmissão do usuário da rede. Isto é importante neste novo ambiente competitivo, porque os usuários da rede pagam os encargos de transporte.

Apresenta-se no Capítulo IV um estudo de casos com o sistema IEEE-14 barras e com um sistema equivalente da região Sul do Brasil. Baseado no novo ambiente econômico para o setor elétrico, onde o livre acesso à rede de transmissão tem se tornado muito comum, algumas transações de pedágio serão introduzidas nestes exemplos para verificar o impacto destas transações na alocação dos dispositivos FACTS. Utilizando-se os métodos de tarifação que têm sido propostos para o setor, será avaliado o impacto dos dispositivos FACTS no preço do serviço de transmissão.

Finalmente, no capítulo V será apresentado um resumo geral da metodologia proposta, em conjunto com as principais conclusões do trabalho. Adicionalmente, as contribuições e as áreas que necessitam investigações futuras são identificadas.

## CAPÍTULO - II

### TARIFAS DE TRANSMISSÃO

#### II.1 - INTRODUÇÃO

O pensamento na maior parte do século XX foi que o setor elétrico necessitaria de empresas públicas ou privadas sob regulamentação atuando nas atividades de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, por se caracterizarem como monopólio natural. Esta visão foi colocada em cheque nos anos sessenta quando verificou-se que a regulamentação poderia ser ineficiente, porque as concessionárias tenderiam a investir a fim de aumentar os seus custos. Com os custos elevados, elas teriam uma remuneração maior, visto que as tarifas são definidas através destes custos. Esta idéia não foi levada muito a sério na época, uma vez que o ganho relativo advindo com a economia de escala, suplantaria este efeito e, além disto, a necessidade de coordenação na operação do sistema tenderia a dificultar a competição no setor.

A partir da década de oitenta, a percepção de monopólio natural começou a mudar, principalmente no segmento da geração, uma vez que as pequenas usinas começaram a ficar mais atrativas economicamente. Além disto, o papel do governo como administrador direto das empresas concessionárias e juntamente como agente regulador começou a ser questionado, visto que estas atividades não estavam correlatas com educação, saúde e habitação.

A busca pela eficiência no setor elétrico pressupõe, desta forma, a implantação da competição nos seus vários segmentos e minimização da participação do governo, através da desregulamentação. Nos países em desenvolvimento, onde se observa a predominância do governo nesta atividade, além do problema da eficiência, existe uma carência de recursos para investimentos no setor, o que tem levado a uma política maciça de privatizações.

Os processos de introdução de mecanismos de competição no setor têm pautado na segregação das atividades de geração, transmissão e distribuição. Isto permite introduzir mecanismos de competição na geração, visto que na transmissão e distribuição a figura do monopólio natural é marcante. Surge, portanto, um novo modelo em que a comercialização da energia elétrica é livre e o transporte é fortemente regulado para viabilizar o mercado de energia.

## II.2 - TARIFAS NO NOVO AMBIENTE COMPETITIVO

Em função da característica monopolista da atividade de transmissão e distribuição de energia elétrica, a definição de um método para tarifação da energia transportada entre geradores e consumidores (pedágio) é de alta relevância neste processo de desregulamentação, ou melhor, de nova regulamentação. Este método deve remunerar a rede de transmissão, bem como emitir sinais econômicos corretos para investimentos em geração. Estes métodos de tarifação serão usados neste trabalho para avaliar o impacto dos dispositivos FACTS na tarifa de pedágio. Como estes equipamentos alteram o fluxo na rede, o preço da transação também varia, e pode afetar cada usuário, de maneira diferente.

Para atender estes requisitos impostos por este modelo competitivo, diversos métodos têm sido propostos e podem ser classificados como pertencentes a um dos seguintes paradigmas: custo incremental e custo do sistema existente. Entre os métodos incrementais, o custo marginal de curto prazo (CMA<sub>CP</sub>) é muito usado, em função de seus sinais econômicos, isto é, fornece a direção aos investidores para uma melhor minimização do custo operacional (CO) [46].

Por outro lado, os métodos de alocação dos custos do sistema existente ou custos embutidos, proporcionam em geral, uma remuneração total dos custos de transmissão e são fáceis de implementar. No entanto, estes métodos são criticados devido à falta de um embasamento econômico consistente, principalmente no que se refere aos sinais econômicos.

A combinação do método incremental e do método baseado nos custos do sistema existente tem sido sugerida como uma possível solução, para incorporar as principais vantagens de cada um. Neste caso, inclui-se uma parcela suplementar aos custos marginais, definida através da alocação dos custos do sistema existente. Este tipo de abordagem deve ser bastante criteriosa, uma vez que pode distorcer os sinais econômicos produzidos pela metodologia marginalista. A metodologia implantada no Brasil compõe o custo marginal de longo prazo simplificado com a alocação de custos do sistema existente para ajuste da receita permitida da transmissão.

A seguir, são descritos os métodos de tarifação que têm sido propostos para este novo modelo competitivo. Alguns destes métodos serão usados neste trabalho, para avaliação do impacto dos dispositivos FACTS em um cenário competitivo.

### II.2.1 – Métodos Incrementais

Os métodos baseados em custos incrementais tentam captar o incremento causado nos custos do sistema por uma determinada transação de pedágio [47, 48]. Esta análise pode ser de longo ou de curto prazo, caso sejam considerados os investimentos em capital ou não, respectivamente.

### *Custo Marginal de Curto Prazo (CMaCP)*

A maneira mais natural de se calcular o impacto causado por determinada transação, consiste em verificar o custo antes e depois de incluí-la no sistema. A diferença entre os dois custos indicaria o seu impacto monetário. Uma outra forma, seria utilizar os multiplicadores de Lagrange ( $\pi_d$ ) que representam os CMaCP's de barra ou os "spot-prices" [49, 50, 51].

Resolvendo-se o problema de otimização (II.1), obtém-se os CMaCP's derivados das variáveis duais das restrições (II.1.1).

$$CO = \text{Min} \sum c_i \times G_i \quad (\text{II.1})$$

s. a.

$$\mathbf{G} - \mathbf{B} \theta = \mathbf{L} \quad (\text{II.1.1})$$

$$\underline{G}_i \leq G_i \leq \bar{G}_i \quad (\text{II.1.2})$$

$$-\bar{\mathbf{F}}^0 \leq \mathbf{F} \leq \bar{\mathbf{F}}^0 \quad (\text{II.1.3})$$

onde:

- $c_i$  custo de geração do gerador  $i$  (US\$/MWh).  $i = 1, \dots, ng$ , onde  $ng$  é o número de barras com geradores térmicos.
- $G_i$  geração de potência ativa na barra  $i$ .
- $\mathbf{B}$  matriz de susceptância de barra de ordem  $(nb \times nb)$ , onde  $nb$  é o número de barras do sistema.
- $\mathbf{G}$  vetor de geração ativa de ordem  $(nb \times 1)$ . Nas barras sem geração os correspondentes elementos do vetor valem zero.
- $\theta$  vetor de ângulos das barras de ordem  $(nb \times 1)$ .
- $\mathbf{L}$  vetor de carga ativa de ordem  $(nb \times 1)$ .
- $\underline{G}_i$  e  $\bar{G}_i$  limites de geração na barra  $i$ .
- $\mathbf{F}$  vetor de fluxos nos circuitos de ordem  $(nl \times 1)$ , onde  $nl$  é o número de circuitos do sistema.
- $\bar{\mathbf{F}}^0$  vetor de limites de fluxo nos circuitos de ordem  $(nl \times 1)$ . Estes limites geralmente estão associados com limites de estabilidade dinâmica e tensão e não com o limite térmico da linha.

Obtendo-se o CMaCP por barra ( $\pi d_i$ ), é possível calcular a variação do custo operacional associado a uma determinada transação envolvendo pedágio através da diferença entre o custo marginal da barra, onde está sendo injetada determinada potência e o da barra, onde está sendo retirada tal potência. A equação II.2 mostra esta relação.

$$CTr = W (\pi d_i - \pi d_j) \quad (II.2)$$

onde:

CTr      Custo da transação (tarifa).

$\pi d_i, \pi d_j$     são os custos marginais das barras i e j.

W      quantidade de carga da transação (MW).

O CMaCP está diretamente associado à produção de energia elétrica, ou seja, ao sistema de geração. O sistema de transmissão é incorporado como restrição ao modelo de otimização, não garantindo, portanto, a remuneração dos investimentos na rede de transmissão [52, 53].

#### *Custo Marginal de Longo Prazo (CMLP)*

Os custos da transmissão são derivados basicamente de investimentos nos elementos da rede, portanto, isto deve ser considerado para compor a tarifa de pedágio. Neste sentido, o cálculo do CMLP o qual inclui o investimento na transmissão, torna-se importante na determinação da tarifa de transmissão. Entretanto, devido às incertezas associadas com o horizonte de planejamento, o cálculo do CMLP torna-se bastante complexo.

Para superar tais dificuldades, têm sido propostos métodos mais simples para o cálculo do CMLP [54]. Dentre eles, pode-se citar o método proposto em [55], que foi sugerido recentemente para o sistema brasileiro. Este método difere do método do CMaCP apenas na definição da função objetivo:

$$\text{Min } \sum_{\text{todo } k} CU_k FA_k \quad (II.3)$$

$$\text{s. a. } \mathbf{B} \cdot \theta = \mathbf{G} - \mathbf{L} \quad (II.3.1)$$

onde:

$CU_k$     custo unitário do circuito k.

$FA_k$  valor absoluto do fluxo no circuito  $k$ .

O termo na função objetivo representa a renda da transmissão baseada na capacidade do uso da rede. Este termo é similar ao usado no método original do MW-milha [56]. A vantagem é que neste caso, a variável dual da restrição (II.3.1) pode ser interpretada como o CMaLP de cada barra. A tarifa de transmissão é então determinada, usando a equação (II.2), substituindo o CMaCP pelo CMaLP.

## II.2.2 - Métodos Baseados nos Custos Fixos

Os métodos baseados nos custos fixos do sistema alocam o custo total do sistema entre os usuários da rede, baseando-se em uma regra de rateio, de tal forma que o custo do sistema de transmissão é completamente remunerado. Os métodos baseados no método do MW-milha são alguns exemplos desta técnica.

### *Selo Postal (SP)*

Este método rateia o custo total em função da quantidade de carga servida, normalmente medida na condição de carga máxima [57]. Neste caso, uma transação de pedágio pagaria:

$$CTr = C_{tot} \frac{W}{D+W} \quad (II.4)$$

onde:

$D$  carga total do sistema (MW).

$C_{tot}$  custo total do sistema.

Este rateio é bastante usado, principalmente nos Estados Unidos. De acordo com o Federal Energy Regulatory Commission (FERC), esta abordagem possibilita, de forma bastante simplificada, a definição da tarifa de transmissão para agentes que possuem cargas dispersas ao longo do sistema, por exemplo, concessionárias.

Sua principal deficiência é que ignora a operação real do sistema. Como resultado, este método tem grandes chances de emitir sinais econômicos incorretos, para os usuários. Como exemplo, um agente que usa pouco o sistema (ponto de geração próximo a carga) subsidia outro que usa o sistema mais intensamente.

### Contract Path

Neste método, uma trajetória específica, entre os pontos de injeção e retirada de potência, é acordado mutuamente entre o usuário da transmissão e a concessionária [58]. Na definição das linhas e equipamentos de transmissão que farão parte desta trajetória, normalmente, não são utilizados algoritmos de fluxo de potência, ignorando, portanto, a operação real do sistema.

### MW-milha (MWM)

Este método foi proposto em 1989 [56]. Inicialmente são calculados os fluxos em cada circuito causados pelo padrão geração/carga de cada usuário da rede de transmissão, através de um programa de fluxo de potência. Os custos são alocados em proporção à razão do fluxo pela capacidade do circuito.

$$CTr(u) = \sum_{\text{todo } k} C_k \frac{|f_k(u)|}{\bar{f}_k} \quad (II.5)$$

onde:

$CTr(u)$  custo alocado ao agente  $u$ .

$C_k$  custo do circuito  $k$ .

$f_k(u)$  fluxo no circuito  $k$  causado por  $u$ .

$\bar{f}_k$  capacidade do circuito  $k$ .

$$\text{Custo Total} = \sum_{\text{todo } k} C_k$$

Este método elimina algumas limitações dos métodos anteriores, mas tem sido bastante criticado, porque não apresenta um embasamento econômico.

Como o fluxo total do circuito é normalmente menor que a sua capacidade, esta regra de alocação não recupera a totalidade dos custos fixos do sistema de transmissão. Em termos de interpretação do sistema de transmissão, isto significa que o MW-milha somente aloca a rede do caso base, mas não a "reserva de transmissão", dado pela diferença entre a capacidade do circuito e o fluxo líquido.



### *Método do Módulo (MM)*

Este método é baseado no método original do MW-milha e é obtido através do cálculo do fluxo de potência e foi sugerido em 1993 por Kovacs [59]. Neste método, o custo  $CTr(u)$  para a transação  $u$  é determinado por:

$$CTr(u) = \sum_{\text{todo } k} C_k \frac{|f_k(u)|}{\sum_{\text{todo } s} |f_k(s)|} \quad (II.6)$$

Assume-se, neste modelo de tarifação, que todos os agentes devem pagar pelo uso real da capacidade e pela reserva de transmissão. Esta reserva pode ser devido à necessidade do sistema atender a critérios de confiabilidade, estabilidade e segurança ou, também, devido a desajustes. Estes desajustes são, normalmente, ocasionados por “erros” de planejamento causados pelas incertezas inerentes ao processo.

### *Método do Fluxo Positivo (MFP)*

Neste critério de cobrança pelo uso da rede, não há nenhum encargo para o agente, cujo fluxo está na direção oposta ao fluxo líquido [60]. Somente os agentes que usam o circuito na mesma direção do fluxo principal, que será definida como fluxo positivo, pagam na proporção dos seus fluxos.

$$CTr(u) = \sum_{\text{todo } k} C_k \frac{f_k(u)}{\sum_{\text{todo } s \in \Omega_k^+} f_k(s)} \quad \text{para } f_k(u) \geq 0 \quad (II.7)$$

$$CTr(u) = 0 \quad \text{para } f_k(u) < 0$$

onde:

$\Omega_k^+$  representa o conjunto dos participantes com fluxo positivo no circuito  $k$ .

Este método tenta compensar o agente que trafega em direção contrária ao fluxo líquido, pela melhoria no desempenho do sistema. Este agente também pode postergar investimentos em alguns casos.

### *Método do Fluxo Dominante (MFD)*

Este método representa uma combinação dos dois últimos métodos, como forma de minimizar os problemas das deficiências anteriormente apontadas [61]. O esquema é dividir a alocação de custo  $CTr(u)$  em duas parcelas  $CT_1(u)$  e  $CT_2(u)$ :

- (a)  $CT_1(u)$  é a parcela relativa à capacidade do circuito realmente usada, denominada de capacidade básica. Esta fração de capacidade corresponde ao fluxo líquido que é somente paga por agentes que tem fluxo positivo, isto é, aqueles que estão na direção do fluxo líquido  $f_k$ . O critério de alocação é o mesmo da equação (II.7), mudando o custo total do circuito  $k$ ,  $C_k$  por  $CB_k$  (custo da capacidade básica) onde:

$$CB_k = C_k f_k / \bar{f}_k \quad (II.8)$$

- (b)  $CT_2(u)$  é a parcela relativa à diferença  $\bar{f}_k - f_k$ , denominada de capacidade adicional. Esta capacidade corresponde à reserva e, como todos os participantes usufruem da confiabilidade e segurança por ela auferida, esta fração do custo total é cobrada de todos os agentes, independente do sentido do fluxo. O critério é o mesmo da equação (II.6) mudando  $C_k$  por  $CA_k$  (custo da capacidade adicional), onde:

$$CA_k = C_k (\bar{f}_k - f_k) / \bar{f}_k \quad (II.9)$$

A alocação total  $CTr(u)$  é representada pela soma  $CT_1(u) + CT_2(u)$ .

### II.3 - EFEITO DA TARIFA NO LONGO-PRAZO

Os métodos de alocação de custo da transmissão apresentados, consideram apenas um determinado ponto de operação. Este tipo de abordagem é também denominada de análise estática do custo, isto é, não leva em consideração os efeitos da tarifa no planejamento da expansão de sistemas de transmissão [62, 63]. A análise dinâmica da tarifa deve incorporar os efeitos de longo prazo [64]. Nas metodologias até aqui descritas, o sistema existente é fixo e o rateio dos seus custos não consideram o futuro do sistema.

A inclusão dos aspectos dinâmicos nos métodos de alocação de custos da transmissão não é simples, basicamente devido às incertezas sobre a futura configuração do sistema, sobre condições hidrológicas e sobre o crescimento da carga. Em um ambiente competitivo, o nível de incertezas cresce devido às decisões individuais dos investimentos na geração, criando novos desafios para o planejamento do sistema de transmissão.

Com o mercado livre na geração, os agentes maximizam a sua renda, não se preocupando com o ótimo social. No esquema tradicional centralizado, o objetivo global é considerado. A combinação da geração descentralizada com a coordenação centralizada é uma forma promissora para agregar as vantagens de ambos esquemas[65].

Uma estratégia viável para agregar vantagens, é aquela que define um planejamento indicativo, baseado no custo mínimo da geração e transmissão. Este planejamento pode ser elaborado pelo órgão regulador [66] ou pelo "pool" de transmissão. Este planejamento é então disponibilizado para cada agente. Outra

estratégia é baseada na informação transparente para o agente da geração, sobre o impacto do investimento proposto na transmissão. Entretanto, em ambos os casos, não existe garantia de que o agente seguirá a ordem desejada. Se o sistema desviar do planejamento ótimo centralizado da geração e transmissão, o que certamente causa um aumento de tarifa, quem seria responsabilizado por isso?

### II.3.1 - Modelo Proposto

O modelo proposto para assegurar as vantagens da expansão centralizada (geração/transmissão) e as vantagens do mercado livre na geração, consiste na avaliação da sensibilidade entre estas formas de planejamento e a tarifa de transmissão. Observa-se neste processo de sensibilidade, que a tarifa de transporte futura depende do planejamento da transmissão que, por sua vez, depende do planejamento da geração, e este, por sua vez, da tarifa de transporte. Portanto, propõe-se neste item, um modelo para explorar o acoplamento existente entre custo da expansão do sistema e custo do serviço de transmissão. Com este modelo, é possível avaliar a capacidade da transmissão de interferir no planejamento da geração, objetivando atender ao ótimo social.

A figura II.1 ilustra o esquema proposto para representar a expansão da geração descentralizada e sua relação com o agente da transmissão. Nesta figura, pode-se observar alguma similaridade com um sistema de controle de malha fechada. Nesta estrutura, o bloco C representa a expansão da geração, a qual é definida pelas forças do mercado. O bloco B é o sistema de controle, o qual incorpora a atividade de planejamento e tarifa de transmissão,  $T(x)$ . Esta tarifa representa aqui, o vetor de preço de todas as barras para uma decisão de investimento  $X$  (variável de controle). O bloco A fornece a referência para o custo total do sistema ( $CT^*$ ), o qual é derivado da simulação do planejamento da expansão centralizado para geração e transmissão. A soma do custo total de geração (CTG) e o custo total de transmissão (CTT) representa o custo total atual do sistema (CTS). O desvio, Desv, entre CTS e o desejado  $CT^*$  é usado para ajustar a variável de controle  $T(x)$ . Os dados avaliados para o desenvolvimento do planejamento e tarifa de transmissão são, por exemplo, corte de carga, decisões de geração etc.

É importante observar que este processo é cíclico, algumas iterações são necessárias. A metodologia utilizada para determinação da tarifa é, portanto, essencial para o direcionamento não só do sistema de transmissão, mas também, do sistema composto geração/transmissão.

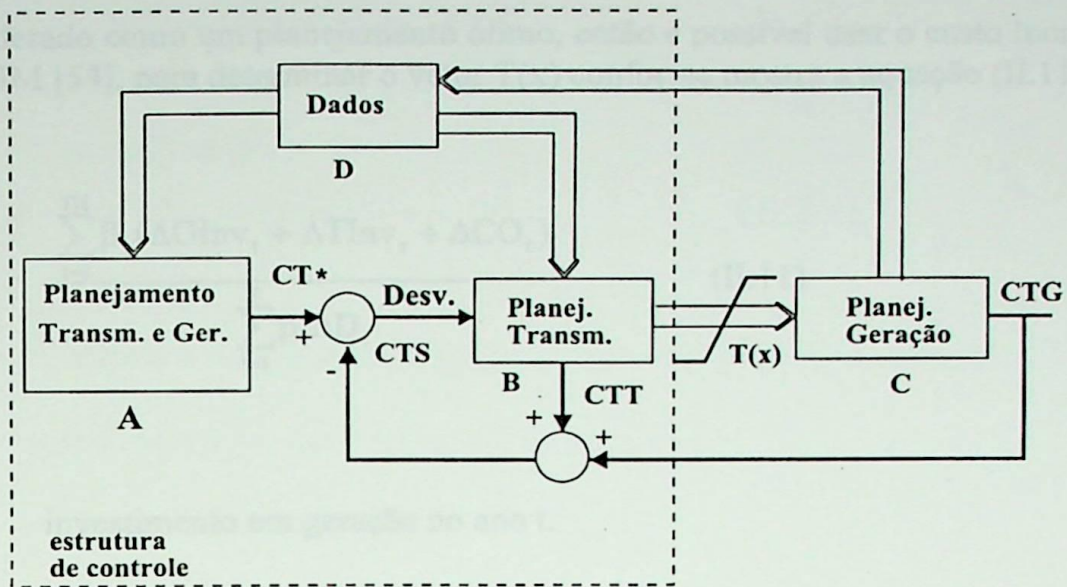


Figura II.1 - Expansão parcialmente descentralizada

### Bloco A: Planejamento centralizado

O planejamento tradicional centralizado pode ser modelado pelo seguinte problema de otimização:

$$TC^* = \text{Min } \text{InvG} + \text{InvT} + \text{CO} \quad (\text{II.10})$$

s. a.

$$\text{balanço de potência} \quad (\text{II.10.1})$$

$$\text{restrições de geração} \quad (\text{II.10.2})$$

$$\text{restrições de fluxos} \quad (\text{II.10.3})$$

onde:

InvG Investimento em Geração.

InvT Investimento em Transmissão.

CO Custo Operacional.

O custo total  $CT^*$  representa o valor da melhor alternativa para o investimento em geração e transmissão. O custo de operação é basicamente composto pelo custo de combustível dos geradores térmicos. Das variáveis duais referentes a equação (II.10.1), obtém-se o custo marginal de longo prazo para a barra  $i$ ,  $CMA_{LPi}$ .

Baseado no fato de que é complexo determinar o  $CMA_{LP}$  real do sistema, utiliza-se, então, métodos alternativos. Se o planejamento indicativo é avaliado e pode

ser considerado como um planejamento ótimo, então é possível usar o custo incremental médio, CIM [54], para determinar o vetor  $T(x)$  conforme mostra a equação (II.11).

$$\text{CIM} = \frac{\sum_{t=1}^{\text{TH}} \beta_t (\Delta \text{GInv}_t + \Delta \text{TInv}_t + \Delta \text{CO}_t)}{\sum_{t=1}^{\text{T}} \beta_t \Delta D_t} \quad (\text{II.11})$$

onde:

$\Delta \text{Ginv}_t$  investimento em geração no ano  $t$ .

$\Delta \text{TInv}_t$  investimento em transmissão no ano  $t$ .

$\Delta D_t$  incremento de carga no ano  $t$ .

$\beta_t = \frac{1}{(1+i)^t}$  fator para incluir a taxa de desconto  $i$ .

TH horizonte de planejamento.

A determinação do CIM por barra é muitas vezes impeditivo o que pode ser simplificado utilizando-se zonas geo-elétricas [67].

### Blocos B e C: Descentralização parcial

Para o planejamento centralizado na transmissão e considerando-se a competição na geração, tem-se:

$$\text{CTT} = \text{Min InvT} + \text{Desv} \quad (\text{II.12})$$

s. a.

$$\text{balanço de potência} \quad (\text{II.12.1})$$

$$\text{restrições de fluxos} \quad (\text{II.12.2})$$

O objetivo deste agente é minimizar o investimento na transmissão e o desvio do planejamento ótimo centralizado. Como resultado deste planejamento, tem-se o valor da tarifa de transmissão.

Considerando-se a competição na geração, o problema de otimização para cada agente,  $i$ , se transforma em:

$$CTG_i = \text{Min } \text{Inv}G_i + CO_i + US_i(x) \times T(x) \quad (\text{II.13})$$

s. a.

$$\text{balanço de potência} \quad (\text{II.13.1})$$

$$\text{restrições de geração} \quad (\text{II.13.1})$$

onde:

$US_i(x)$  representa o uso do sistema de transmissão pelo agente da geração.

$CTG_i$  representa o custo total do agente da geração  $i$ .

$T(x)$  tarifa de transmissão.

Exceto pelo termo  $US_i(x) \times T(x)$ , este é um problema de planejamento de geração de barra única. O custo operacional da equação (II.13) não incorpora as restrições de transmissão, e assim, eles são diferentes daqueles obtidos com a equação (II.10). Considera-se, nesta análise, que os agentes da geração são responsáveis pelos encargos de transmissão.

O desafio básico é definir o vetor  $T(x)$ , o qual faz CTS aproximar-se de  $CT^*$  e também garantir a inviolabilidade das restrições da regulamentação. Estas restrições são representadas na figura II.1 através dos limites impostos à  $T(x)$ . Por exemplo, uma das maiores restrições, é a remuneração fixada pelo órgão regulador aos agentes da transmissão, os quais não podem arrecadar mais do que uma renda preestabelecida. Nos itens anteriores, foram apresentados vários métodos de tarifação, que podem ser utilizados para definir o vetor  $T(x)$ .

### II.3.2 - Tarifa e a Expansão da Transmissão

A expansão do sistema deve responder as seguintes perguntas: *Onde* e *que* tipo de equipamento deve ser instalado, isto representa uma visão estática do problema e *quando* instalar este novo equipamento, o qual é claramente um problema dinâmico. A resposta para as duas primeiras questões já é difícil pois representa a definição ótima de um plano de obra de geração transmissão em um determinado tempo  $t$ . A visão dinâmica requer a locação no tempo destas obras. Para ilustrar tais questões e a influência da tarifa, será utilizado um exemplo simples.

O exemplo descrito na figura II.2 tem algumas características, as quais tornam a análise menos complexa. Neste caso, as questões *onde* instalar a linha e *que* tipo de equipamento deve ser instalado não representa problema, o que permite focar apenas o problema dinâmico, ou seja, *quando* instalar as linhas.

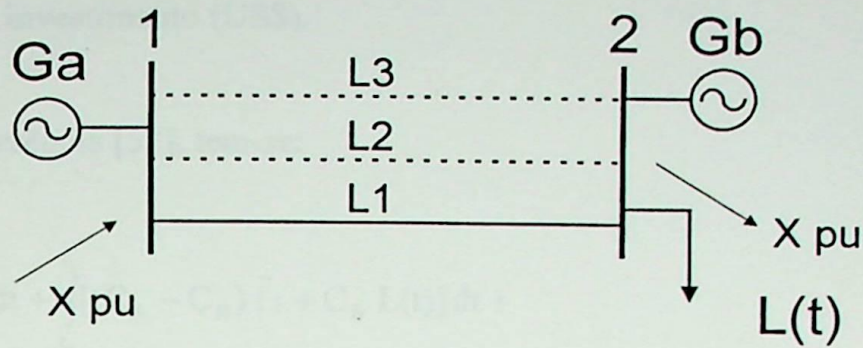


Figura II.2 - Sistema simples.

Neste sistema existem dois geradores  $G_a$  e  $G_b$  que alimentam uma carga na barra-2. Esta barra está conectada à barra-1 através da linha  $L_1$ , em  $t = 0$ .

Para esta análise considera-se que:

- A carga cresce linearmente de acordo com a equação (II.14). Para atender este crescimento torna-se necessário adicionar uma nova linha ao sistema ou aumentar o despacho do gerador  $G_b$ .

$$L(t) = a t + b \quad (\text{II.14})$$

- As capacidades de geração são ilimitadas.
- O custo de operação  $C_A$ , do gerador  $G_a$ , é menor do que o custo de operação  $C_B$ , do gerador  $G_b$ . Isto é importante para justificar o aumento de capacidade de transmissão no sistema.

Pode-se observar neste exemplo simples que isto usualmente ocorre no sistema real, ou seja, os geradores remotos são de menor custo do que os geradores que estão próximos aos centros de carga.

O custo total do sistema ( $CT^*$ ) pode ser representado pela soma do custo operacional ( $CO$ ) e do custo de investimento ( $C_{inv}$ ). Neste caso:

$$C_{inv} = C_{L_1} TH + C_{L_2} (TH - T_1) + C_{L_3} (TH - T_2) + \dots \quad (\text{II.15})$$

onde:

$C_{L_i}$  custo da linha  $L_i$  (US\$/ano).

$TH$  horizonte de planejamento (anos).

$T_i$  instante de tempo quando a linha  $L_i$  começa a operar.

$C_{inv}$  Custo de investimento (US\$).

e conforme a referência [52], tem-se:

$$\begin{aligned}
 CO = & \int_0^{t_1} C_A L(t) dt + \int_{t_1}^{T_1} [(C_A - C_B) \bar{f}_1 + C_B L(t)] dt + \\
 & + \int_{T_1}^{t_2} C_A L(t) dt + \int_{t_2}^{T_2} [(C_A - C_B) (\bar{f}_1 + \bar{f}_2) + C_B L(t)] dt + \\
 & + \int_{T_2}^{t_3} C_A L(t) dt + \int_{t_3}^T [(C_A - C_B) (\bar{f}_1 + \bar{f}_2 + \bar{f}_3) + C_B L(t)] dt + \dots \quad (II.16)
 \end{aligned}$$

onde:

$\bar{f}_i$  capacidade máxima da linha  $L_i$ .

Assumindo que as capacidades máximas das linhas de transmissão são constantes, as condições para alcançar o planejamento ótimo da expansão para essa rede são:

$$\frac{\partial CO}{\partial T_1} = -\frac{\partial C_{inv}}{\partial T_1} \quad (II.17)$$

$$\frac{\partial CO}{\partial T_2} = -\frac{\partial C_{inv}}{\partial T_2} \quad (II.18)$$

A combinação de (II.15), (II.16), (II.17) e (II.18), resulta:

$$(C_B - C_A)(L(T_1) - \bar{f}_1) = C_{L2} \quad (II.19)$$

$$(C_B - C_A)(L(T_2) - \bar{f}_1 - \bar{f}_2) = C_{L3} \quad (II.20)$$

Incorporando a equação (II.10) em (II.19) e (II.20), resulta nas equações (II.21) e (II.22).

$$T_1 = \frac{\bar{f}_1 - b + C_{L2} / (C_B - C_A)}{a} \quad (\text{II.21})$$

$$T_2 = \frac{\bar{f}_1 + \bar{f}_2 - b + C_{L3} / (C_B - C_A)}{a} \quad (\text{II.22})$$

onde:

$T_1, T_2$  representam os instantes de tempo ótimos para instalar as novas linhas L2 e L3.

$C_{L2}, C_{L3}$  custos fixos das linhas L2 e L3.

$\bar{f}_1, \bar{f}_2$  limites de capacidade das linhas L1 e L2.

Pode-se observar, através das expressões (II.21) e (II.22), que:

- Se  $C_{L3}$  é zero, então a nova linha é construída exatamente quando o fluxo alcança a capacidade da linha em operação.
- Se  $C_B = C_A$ , não existe a necessidade de construir novas linhas ( $T_i = \infty$  para  $i=1,2,\dots$ ).
- Se  $C_B < C_A$ , a expressão anterior não pode ser usada porque conforme mencionado anteriormente não existe justificativa econômica para a transmissão.

### II.3.3 - Exemplo numérico

O sistema da figura II.2, apresentado anteriormente, é usado para mostrar algumas sensibilidades entre a variação no custo total (CT\*) e o carregamento da linha de transmissão. A tabela II.1 mostra os dados para este sistema.

Tabela II.1 - Dados do sistema

Variável	Valor
$C_A$	0.5 US\$/pu ano
$C_B$	2.0 US\$/pu ano
$a$	0.2 pu/ano
$b$	0.7 pu
$C_{L1}, C_{L2}, C_{L3}$	1 US\$/ano
$T$	14 anos
$f_1, f_2, f_3$	1 pu

Com estes dados, os instantes de tempo na figura II.3 são:

	Ano
$t_1$	= 1.5
$T_1$	= 4.8
$t_2$	= 6.5
$T_2$	= 9.8
$t_3$	= 11.5

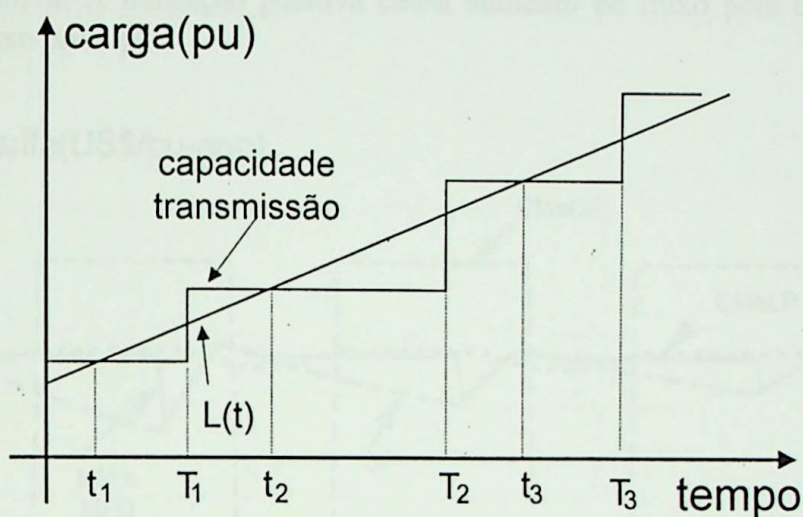


Figura II.3 - Planejamento da expansão.

A figura II.4 apresenta a variação do CMaCP e CMaLP na barra-2 para um período de tempo de 14 anos. Na barra-1, ambos os custos marginais são constantes e igual a  $C_A$ . O CMaLP é mais uniforme do que o CMaCP e não cresce devido a capacidade ilimitada dos geradores. O CMaLP foi calculado através da expressão (II.11).

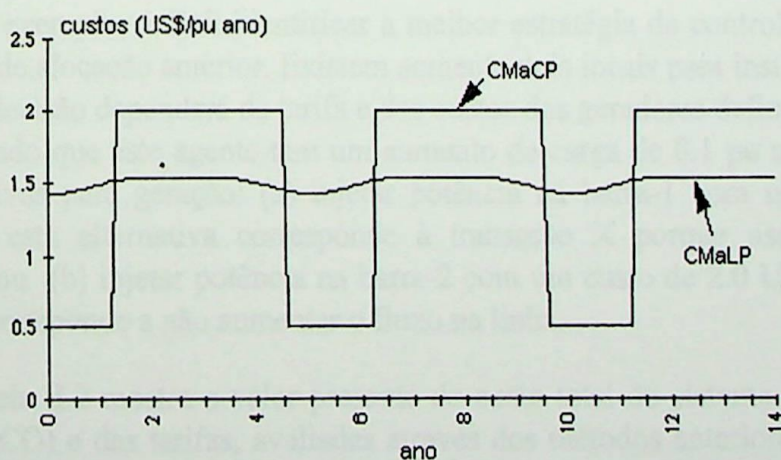


Figura II.4 - CMaCP e CMaLP.

Para uma transação de pedágio de 0.1 pu da barra-1 para a barra-2 a tarifa de transmissão é comparada usando-se os métodos dos custos marginais mencionados anteriormente e três outros métodos baseados no custo fixo do sistema: Selo Postal (SP), Método do Módulo (MM) e Método do Fluxo Dominante (MFD). O segundo e terceiro métodos são baseados no cálculo do fluxo na rede e o segundo difere do último basicamente pelo não incentivo ao agente que trafega em sentido contrário ao fluxo principal.

A figura II.5 mostra a tarifa de transmissão usando os cinco métodos para uma transação positiva. A transação positiva causa aumento de fluxo pois está na mesma direção do fluxo principal.

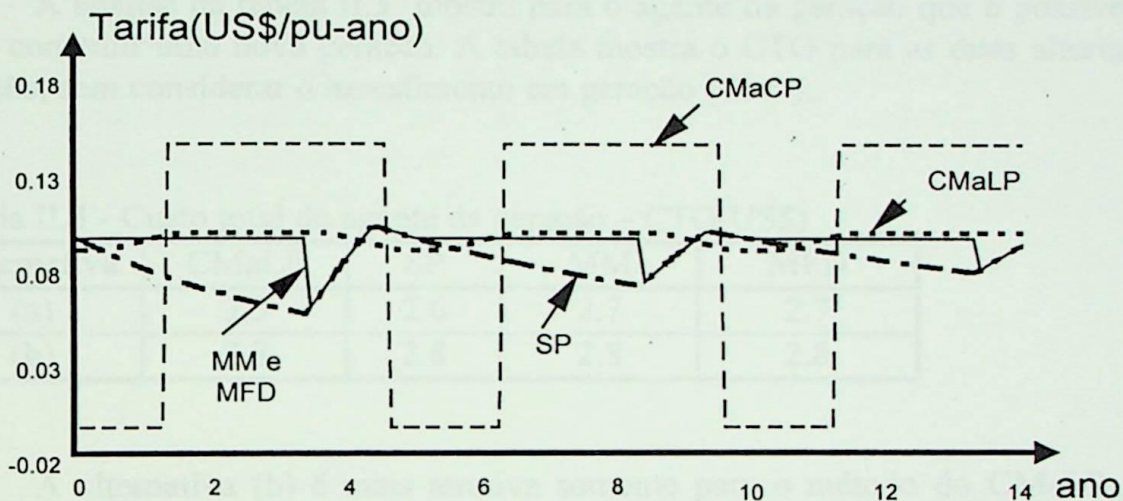


Figura II.5 - Tarifa para X positivo.

Pode ser visto na figura II.5 que não existe muita diferença entre os métodos de tarifação, exceto para o método do CMaCP. O método do SP apresenta alguma similaridade com os outros métodos basicamente devido ao exemplo que teve apenas uma linha de transmissão.

Neste exemplo, é fácil identificar a melhor estratégia de controle aplicando um dos métodos de alocação anterior. Existem somente dois locais para instalação de novos geradores, a decisão dependerá da tarifa e dos custos dos geradores definidos na equação (II.13). Supondo que este agente tem um aumento de carga de 0.1 pu na barra-2 e tem duas alternativas para geração: (a) injetar potência na barra-1 com um custo de 0.5 US\$/pu-ano, esta alternativa corresponde à transação X porque usa o sistema de transmissão, ou (b) injetar potência na barra-2 com um custo de 2.0 US\$/pu-ano. Esta alternativa corresponde a não aumentar o fluxo na linha.

A tabela II.2 mostra o valor presente do custo total do sistema (CT\*), do custo operacional (CO) e das tarifas, avaliadas através dos métodos anteriores. Estas opções foram determinadas para as alternativas de planejamento do agente da geração.

Se o planejamento fosse totalmente centralizado, a melhor opção de expansão seria a alternativa (b), porque apresenta menor CT\*. A alternativa (a) é a melhor opção para o agente da geração somente se o CO for considerado, mas este agente deve pagar pelo uso do sistema. Portanto, a soma do CO com a tarifa (CTG) deve ser avaliada.

Tabela II.2 - Custo total e tarifa (US\$)

Alternativa	CT*	CO	CMaLP	SP	MM	MFD
(a)	60.55	1.4	2.11	1.22	1.38	1.38
(b)	59.05	2.8	0	0	0	0

A análise da tabela II.3 mostra para o agente da geração que é possível decidir onde construir uma nova geração. A tabela mostra o CTG para as duas alternativas de geração, sem considerar o investimento em geração (Ginv)..

Tabela II.3 - Custo total do agente da geração – CTG(US\$)

Alternativa	CMaLP	SP	MM	MFD
(a)	3.5	2.6	2.7	2.7
(b)	2.8	2.8	2.8	2.8

A alternativa (b) é mais atrativa somente para o método do CMaLP. Pode-se observar que o CMaLP fornece o correto sinal econômico para o agente da geração. O que não se verifica para os métodos baseados no custo fixo. Observando novamente a figura II.3, pode-se ver que a correta decisão para otimização total do sistema seria construir na barra-2, a qual coincide com a decisão imposta pelo método do CMaLP.

#### II.3.4 - Exemplo com o sistema sul do Brasil

No exemplo anterior foi mostrada a importância de um bom método de tarifação para guiar o desenvolvimento de todo o sistema. A capacidade dos métodos de tarifação em identificar a tendência futura é melhor compreendida pela simulação de um sistema real. O desempenho de cada método é testado neste item para o sistema elétrico da região sul do Brasil descrito na figura II.6. O estudo é realizado para um período de 10 anos com um crescimento de carga de 6% e uma taxa de desconto de 10% ao ano.

As opções para a geração nesta região são limitadas a:

1. comprar energia de menor custo da região sudeste através da conexão na barra-1. O custo desta energia depende do cenário hídrico da região. Neste exemplo este custo foi considerado 8US\$/MWh.

2. construir uma unidade térmica a carvão na barra-7, a qual custa 30US\$/MWh.
3. construir uma unidade térmica a óleo perto dos centros de carga de Curitiba, Porto Alegre e Florianópolis, custando 45US\$/MWh.

Para simplificar a análise, as alternativas são avaliadas independentemente. O crescimento da carga está concentrado nos centros de carga mencionados anteriormente. Os métodos CMaLP, SP, MM e MFD são testados. O CMaLP é calculado pela equação (II.11) baseado no planejamento indicativo para o sistema.

Para cada alternativa do agente de geração, é necessário determinar, através da solução de II.12, um plano para expansão da transmissão. Neste trabalho, adotou-se para o planejamento da transmissão os obtidos em [68]. Portanto, para cada planejamento da transmissão é determinado um preço do serviço de transmissão. Isto é realizado utilizando-se os métodos de tarifação mostrados nos itens anteriores. Finalmente, o agente da geração, através da tarifa para cada alternativa, poderá escolher a opção mais atrativa. A tabela II.4 mostra o valor presente do custo de operação(CO) e da tarifa de transmissão. As três últimas linhas da tabela, mostram o custo total para o agente da geração (CTG), descrito na equação (II.13).

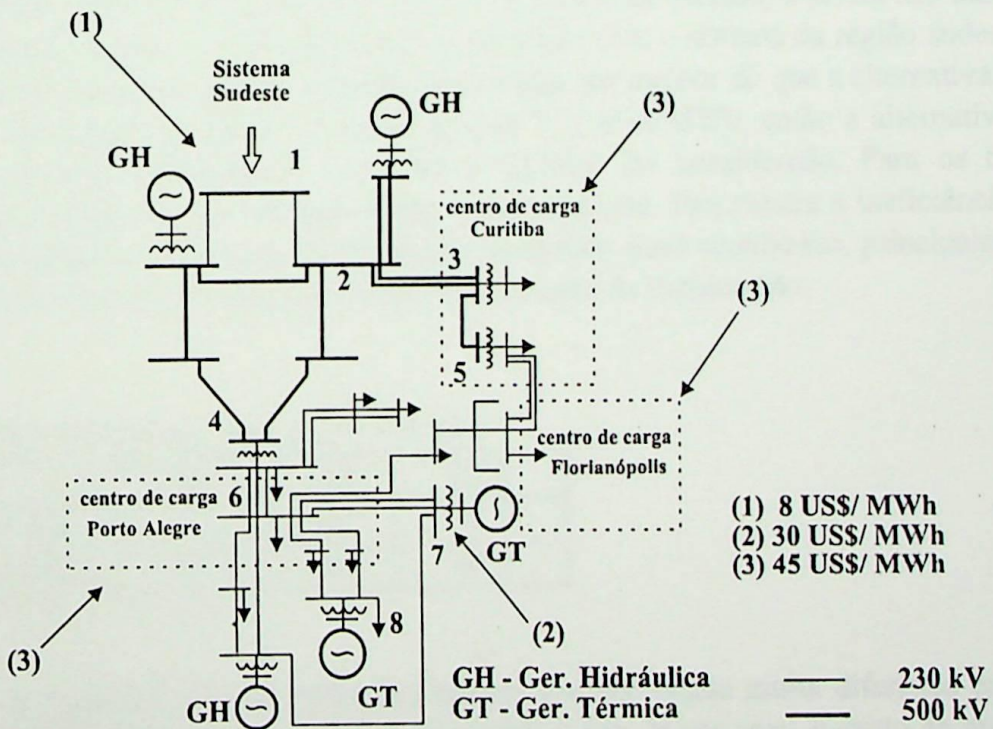


Figura II.6 - Conexão do sistema da região sul.

Tabela II.4 – CTG (milhões US\$)

Alt.	CO	CMaLP	SP	MM	MFD
1	300	200	155	220	220
2	826	18	155	94	86
3	1689	0	0	0	0
1		500	455	520	520
2		844	981	920	912
3		1689	1689	1689	1689

Desta tabela, pode-se observar que a alternativa 1 causa o maior custo de transmissão devido ao uso intenso do sistema. Não existe encargo de transmissão para a alternativa 3 porque o sistema de transmissão não é usado. As tarifas das alternativas 1 e 2 são iguais quando é usado o método do SP.

Pode-se ainda observar na tabela II.4 que o custo de operação é maior que a tarifa de transmissão quando comparamos as alternativas 1 com 2 e 1 com 3. A alternativa 1 é sempre a melhor opção independente do método de tarifação por causa do baixo custo da energia.

Para verificar a influência da tarifa no processo de decisão, a tabela II.5 mostra o ponto de quebra para o custo da energia na conexão com o sistema da região sudeste. A primeira linha mostra quando a alternativa 2 passa ser melhor do que a alternativa 1. Se o custo da energia na barra-1 é maior do que 17.2 US\$/MWh, então a alternativa 2 é melhor do que a alternativa 1 quando o CMaLP for considerado. Para os outros métodos, a alternativa 1 continua sendo a melhor opção. Isto mostra a ineficiência dos métodos baseados nos custos fixos quanto ao correto sinal econômico, principalmente, quando os custos da energia são próximos dos custos da transmissão.

Tabela II.5 - Pontos de quebra (US\$/MWh)

	CMaLP	SP	MM
Alt.1=> Alt.2	17.2	22.0	18.7
Alt.1=> Alt.3	39.7	39.2	40.9

A segunda linha da tabela II.5 mostra que não existe muita diferença entre os métodos de tarifação quando o custo da energia é alto. Neste caso, o custo de operação prepondera sobre o custo de transmissão e assim a influência da transmissão é pequena. Quando os custos da energia são altos os métodos de tarifação tornam-se menos efetivos quanto aos sinais econômicos.

## II.4 - CONCLUSÕES

A tendência internacional em tornar o setor de energia elétrica mais competitivo e eficiente, tem mostrado que a desverticalização deve ser incentivada. Nesta nova ótica, a única fonte de recursos para a empresa tipicamente de transmissão, é decorrente da tarifa de utilização da rede. Neste sentido, este capítulo apresentou as diversas formas de rateio da utilização do sistema de transmissão de energia elétrica, dentro da nova modalidade de negócio representada pelo serviço de transmissão.

Com a nova tendência de competição na geração, a operação e o planejamento centralizados do sistema devem ser mudados. Portanto, mostrou-se neste capítulo o esquema parcialmente descentralizado, o qual tem sido adotado em muitos países. Neste modelo, foi observado que a tarifa de transmissão é a única variável de controle disponível, para induzir os agentes da geração a investir no sentido de alcançar o mínimo global e que o controle do planejamento centralizado, é a referência das ações do agente da geração.

O modelo proposto para o esquema parcialmente descentralizado, mostrou que o uso da tarifa para controle da expansão da geração, é mais atrativo em comparação com o planejamento indicativo, porque o agente da geração é quem está ofertando energia e a tarifa de transmissão passa a ser um fator capaz de influir nas decisões do agente da geração. *Estas contribuições estão apresentadas nas referências [69, 70].*

## CAPÍTULO - III

### ALOCAÇÃO DE FACTS

#### III.1 - INTRODUÇÃO

Em sistemas elétricos de potência, a rede de transmissão tem a função básica de entregar a potência gerada aos centros de carga, bem como prover a interligação entre áreas. Neste aspecto, a rede de transmissão deveria ser capaz de transferir a potência de maneira eficiente e flexível. Em um sistema interligado, de um ponto a outro, a potência transferida é parcelada entre as linhas. O fluxo de potência em redes CA segue as leis de Kirchoff, conhecido como fluxo livre. Esta potência entregue pela linha, não é necessariamente a potência desejada, devido a impossibilidade de controle de fluxo. A diferença entre o fluxo livre e o fluxo desejado é chamado "loop flow". A situação limite ocorre quando uma linha encontra-se operando no seu limite térmico e existem outras linhas sub carregadas. Isto impede o aumento de fluxos nas linhas subutilizadas, porque a linha que está operando no limite térmico ficará em sobrecarga. Isto implica que algumas linhas não podem ser carregadas completamente, caracterizando uma subutilização do sistema.

Em regime permanente, o ângulo de potência da linha é constante. Quando há uma mudança no sistema (contingências, mudanças em esquema de geração, mudança de carga etc.), este ângulo assume outro valor. O novo equilíbrio é alcançado via oscilações de baixa frequência, normalmente, com pouco amortecimento. Então para toda energia negociada entre geração e carga resulta em uma dinâmica inevitável. Para assegurar a estabilidade desta dinâmica é necessário, na maioria dos casos, decrescer o nível de potência transferida numa linha abaixo do limite determinado pelo fluxo em regime permanente. A figura III.1 ilustra os níveis típicos de capacidade de transferência de potência em uma linha.

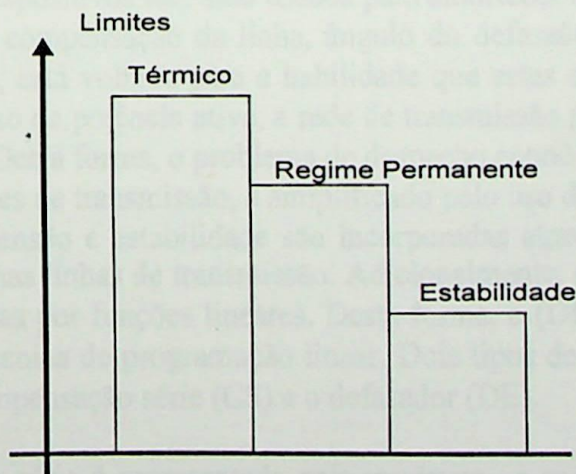


Figura III.1 - Limites de capacidade de transferência de potência

O desafio do planejamento da transmissão e engenharia de sistemas de potência é aumentar o grau de utilização do sistema de transmissão existente, isto é, elevar o limite de estabilidade para próximo do limite térmico. Isto requer a utilização de ferramentas computacionais, principalmente para definir os pontos ótimos do sistema para receber algum reforço.

Neste capítulo é mostrado um método que define o melhor local do sistema a ser reforçado com a tecnologia FACTS. O objetivo desta localização é obter menor custo operacional, através da otimização do sistema de transmissão existente e, também minimizar o custo do equipamento. Desta forma, o custo desta opção pode ser mais atrativo do que construir nova linha de transmissão. *O método de alocação proposto para os dispositivos FACTS é a principal contribuição deste trabalho.*

### III.2 – O PROBLEMA DE ALOCAÇÃO

Desprezando-se a resistência, o fluxo de potência ativa,  $F_{ij}$ , em uma linha de transmissão ou transformador, é dado por:

$$F_{ij} = \gamma_{ij} \cdot V_i \cdot V_j \cdot \sin(\theta_{ij}) \quad (\text{III.1})$$

onde:

$V_i$  e  $V_j$  magnitude de tensão da barra de origem  $i$ , e destino  $j$ .

$\theta_{ij}$  diferença angular entre as barras  $i$  e  $j$ .

$\gamma_{ij}$  susceptância do circuito  $i$ - $j$ .

Todo equipamento capaz de mudar rapidamente algum dos parâmetros acima, por meio da tecnologia de tiristores, é considerado um dispositivo FACTS. Baseado na resposta rápida, estes dispositivos têm sido usados para amortecer oscilações no sistema através do controle da compensação da linha, ângulo do defasador e outros. Como a atenção, neste trabalho, está voltada para a habilidade que estes equipamentos têm de mudar o sentido do fluxo de potência ativa, a rede de transmissão pode ser representada por um modelo linear. Desta forma, o problema de despacho econômico de carga (DEC) o qual inclui as restrições de transmissão, é simplificado pelo uso do fluxo de carga DC, onde as restrições de tensão e estabilidade são incorporadas através de um limite pré especificado de fluxo, nas linhas de transmissão. Adicionalmente, as curvas de custo de geração são aproximadas por funções lineares. Desta forma, o (DEC) modificado pode ser resolvido usando técnica de programação linear. Dois tipos de dispositivos FACTS são considerados: a compensação série (CS) e o defasador (DE).

A compensação série é representada pela mudança na matriz de susceptância, enquanto o defasador tem sido representado no DEC via técnica de injeção de potências. Para cada ângulo desejado, existe um par de injeção de potência ativa nas barras

terminais do equipamento defasador. O problema de despacho econômico, incluindo-se CS e DE, tem sido formulado como [42,45]:

$$\text{Min} \left( \sum_{i=1}^{ng} c_i \times G_i + \sum C_{\text{facts}} \right) \quad (\text{III.2})$$

s. a.

$$\mathbf{G} - \mathbf{B}_{\text{CS}} \theta = \mathbf{L} + \mathbf{I}_{\text{DE}} \quad (\text{III.2.1})$$

$$\underline{G}_i \leq G_i \leq \overline{G}_i \quad (\text{III.2.2})$$

$$-\overline{\mathbf{F}}^0 \leq \mathbf{F} \leq \overline{\mathbf{F}}^0 \quad (\text{III.2.3})$$

onde:

$c_i$  custo de geração do gerador  $i$  (US\$/MWh).  $i=1, \dots, ng$ .  
 $ng$  é o número de barras com geradores térmicos.

$G_i$  geração de potência ativa na barra  $i$ .

$C_{\text{facts}}$  custo dos dispositivos FACTS (US\$/ano).

$\mathbf{B}_{\text{CS}}$  matriz de susceptância de barra, a qual inclui a variação da susceptância devido a compensação série de ordem ( $nb \times nb$ ), onde  $nb$  é o número de barras do sistema.

$\mathbf{G}$  vetor de geração ativa de ordem ( $nb \times 1$ ). Nas barras sem geração, os elementos do vetor são iguais a zero.

$\theta$  vetor de ângulos das barras de ordem ( $nb \times 1$ ).

$\mathbf{L}$  vetor de carga ativa de ordem ( $nb \times 1$ ).

$\mathbf{I}_{\text{DE}}$  vetor de injeção de potência representando o defasador de ordem ( $nb \times 1$ ).

$\underline{G}_i$  e  $\overline{G}_i$  limites de geração na barra  $i$ .

$\mathbf{F}$  vetor de fluxos nos circuitos de ordem ( $nl \times 1$ ), onde  $nl$  é o número de circuitos.

$\overline{\mathbf{F}}^0$  vetor de limite de fluxo nos circuitos de ordem ( $nl \times 1$ ). Estes limites geralmente estão associados com limites de estabilidade dinâmica e tensão e não, com o limite térmico da linha.

Com a introdução da compensação, a susceptância varia, então o problema III.2 torna-se não linear devido ao produto dos termos  $\mathbf{B}_{\text{CS}}$  e  $\theta$ . Outros aspectos adicionam complexidade ao problema, tais como:

- A capacidade da linha,  $\bar{F}^0$ , varia quando os dispositivos FACTS são instalados, porque o limite de transmissão é usualmente baseado no problema de estabilidade e/ou perfil de tensão e não no limite térmico.
- A componente de custo referente aos dispositivos FACTS, na função objetivo, é uma função não linear da variação da susceptância.
- As perdas na rede de transmissão também variam, quando estes equipamentos são incluídos no sistema.

Para superar tais dificuldades, é proposta uma técnica baseada na solução sucessiva de problemas de programação linear. Devido às diferenças entre compensação série e defasador, os métodos de alocação propostos serão mostrados separadamente, para cada equipamento.

### III.3 - LOCALIZAÇÃO ÓTIMA DA COMPENSAÇÃO SÉRIE (CS)

Um algoritmo usando programação linear (PL) é desenvolvido, aqui neste capítulo, para solucionar o problema (III.2). A idéia é utilizar um processo iterativo para evitar a não linearidade do problema. Para tanto, a matriz de susceptância a qual inclui a CS,  $B_{CS}$ , é decomposta em dois componentes, a fim de separar a compensação série:

$$B_{CS} = B + \Delta B \quad (III.3)$$

onde:

$B$  é a matriz de susceptância inicial de ordem  $(nb \times nb)$ , ou seja, sem a compensação série.

$\Delta B$  é a matriz de variação de susceptância de ordem  $(nb \times nb)$ , ou seja, devido a compensação série.

Para uma compensação série de  $\Delta\gamma$  na linha  $ij$ , a matriz de variação de susceptância para esta compensação é dada por:

$$\Delta \mathbf{B} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & \dots & 0 & 0 \\ 0 & \Delta\gamma & 0 & \dots & -\Delta\gamma & 0 \\ & & & \vdots & & \\ 0 & 0 & 0 & \dots & 0 & 0 \\ 0 & -\Delta\gamma & 0 & \dots & \Delta\gamma & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \dots & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{array}{l} \text{linha-i} \\ \\ \\ \text{linha-j} \end{array}$$

col-i                      col-j

Note que, se existir compensação série em outros circuitos do sistema, a matriz  $\Delta \mathbf{B}$  representará a soma de todas as combinações acima.

Substituindo a expressão (III.3) nas equações de fluxo de carga (III.2.1), tem-se para a inclusão da CS:

$$\mathbf{G} - \mathbf{B} \theta - \Delta \mathbf{B} \theta' = \mathbf{L} \quad (\text{III.4})$$

onde  $\theta'$  é o vetor dos ângulos das barras, obtidos da iteração anterior. Adotando-se este procedimento, a não linearidade da equação (III.2.1) desaparece.

### III.3.1 - Aumento de Capacidade das Linhas

Outro problema apontado é a questão dos limites das linhas, pois quando a susceptância da linha varia, os limites de estabilidade e tensão associados mudam. Um método para incluir a mudança de limite na linha  $k$  consiste em assumir que a diferença limite entre os ângulos de tensão das barras  $i$  e  $j$  adjacentes,  $\bar{\theta}_{ij}$ , não varia. Assim, o novo limite  $\bar{f}_k$  pode ser expresso em termos do limite inicial  $\bar{f}_k^0$  e da variação da susceptância  $\Delta\gamma_k$ , como:

$$\bar{f}_k^0 = \gamma_k^0 \text{sen} \bar{\theta}_{ij}$$

$$\bar{f}_k = (\gamma_k^0 + \Delta\gamma_k) \text{sen} \bar{\theta}_{ij}$$

onde  $\gamma_k^0$  é a susceptância da linha  $k$  sem a compensação série.

Eliminando-se  $\bar{\theta}_{ij}$  nas equações anteriores, obtém-se:

$$\bar{f}_k \gamma_k^0 - \bar{f}_k^0 \Delta\gamma_k = \bar{f}_k^0 \gamma_k^0 \quad (\text{III.5})$$

Esta expressão mostra que:

1. Se  $\Delta\gamma_k = 0$ , então não existe compensação na linha  $k$ . Neste caso, o novo limite  $\bar{f}_k$  é igual ao limite inicial  $\bar{f}_k^0$ .
2. Se  $\Delta\gamma_k > 0$ , então o novo limite  $\bar{f}_k$  cresce com o aumento da compensação série  $\Delta\gamma_k$ . Por outro lado, o fluxo, na linha  $\bar{f}_k$ , deve ser no máximo igual ao limite térmico da linha  $k$  ( $\bar{f}_{t_k}$ ).

A equação (III.5) é uma função linear das variáveis  $\bar{f}_k$  e  $\Delta\gamma_k$ . Portanto, a sua inclusão no problema (III.2) permite avaliar as variações nos limites das linhas, onde a compensação série é incluída, sem alterar a linearidade do problema.

### III.3.2 – Função Custo da Compensação Série

Finalmente, para a solução do problema (III.2) torna-se necessário o conhecimento da função  $C_{\text{facts}}$ . Este valor representa os custos das CS's nas linhas. Neste trabalho, será adotado o custo de 100 US\$/KVA para os dispositivos FACTS [44, 71]. Note que este valor representa uma parcela de 26.3 mil US\$/MVA.ano, se for considerado uma taxa anual de 10% e um período de 5 anos para amortização. Apesar do equipamento apresentar uma vida útil superior a 5 anos, é considerado este período em função dos requisitos atuais de investimento.

O custo da compensação série na linha  $k$  é dado por:

$$C_{\text{facts}}(k) = c Xc(k) \frac{(\bar{f}_{t_k})^2}{pb} \quad (\text{III.6})$$

onde:

$c$  é igual a 26.3 mil US\$/MVA.ano.

$Xc(k)$  é a reatância do capacitor série.

$\bar{f}_{t_k}$  é o limite térmico da linha  $k$ .

$pb$  representa a potência base.

A reatância do capacitor série é dada por:

$$Xc(k) = \frac{1}{\gamma_k^0} - \frac{1}{\gamma_k^0 + \Delta\gamma_k} = \frac{1}{\gamma_k^0(\gamma_k^0 + \Delta\gamma_k)} \Delta\gamma_k \quad (\text{III.7})$$

Combinando-se (III.6) e (III.7), segue:

$$C_{\text{facts}}(k) = CVCS_k \Delta\gamma_k + CI_k \quad (\text{III.8})$$

onde:

$$CVCS_k = c \frac{(\overline{ft_k})^2}{pb} \frac{1}{\gamma_k^0(\gamma_k^0 + \Delta\gamma_k)}$$

representa o custo variável da compensação série na linha k.

$CI_k$  é igual ao custo de instalação do equipamento na linha k.

Multiplicando e dividindo  $CI_k$  por  $\Delta\gamma_k \neq 0$ , obtém-se:

$$C_{\text{facts}}(k) = C_{\text{CS}}(k) \Delta\gamma_k \quad (\text{III.9})$$

onde  $C_{\text{CS}}(k)$  é dado por:

$$C_{\text{CS}}(k) = (CVCS_k + CI_k/\Delta\gamma_k) \quad \text{se} \quad \Delta\gamma_k > 0 \quad (\text{III.10})$$

$$C_{\text{CS}}(k) = CVCS_k \quad \text{se} \quad \Delta\gamma_k = 0 \quad (\text{III.11})$$

Como a equação (III.9) é uma função não linear de  $\Delta\gamma_k$ , o coeficiente de custo  $C_{\text{CS}}(k)$  necessita ser reavaliado em cada iteração do problema. Na primeira iteração, os valores de  $\Delta\gamma_k$  são iguais a zero. O custo de instalação ( $CI_k$ ) somente é introduzido depois da primeira iteração, onde a localização da compensação série é determinada.

Inserindo-se (III.4), (III.5) e (III.9) no problema de otimização (III.2), obtém-se um novo problema dedicado à localização da CS:

$$CT = \text{Min} \left[ \sum_{i=1}^{ng} c_i \times G_i + \sum_{k=1}^m C_{CS}(k) \times \Delta\gamma_k \right] \quad (\text{III.12})$$

s. a.

$$\mathbf{G} - \mathbf{B} \theta - \Delta \mathbf{B} \theta' = \mathbf{L} \quad (\text{III.12.1})$$

$$\bar{f}_k \gamma_k^0 - \bar{f}_k^0 \Delta\gamma_k = \bar{f}_k^0 \gamma_k^0 \quad k=1, \dots, m \quad (\text{III.12.2})$$

$$\underline{G}_i \leq G_i \leq \bar{G}_i \quad (\text{III.12.3})$$

$$-\bar{\mathbf{F}} \leq \mathbf{F} \leq \bar{\mathbf{F}} \quad (\text{III.12.4})$$

$$0 \leq \Delta\gamma_k \leq \bar{\Delta\gamma}_k \quad (\text{III.12.5})$$

onde:

CT é o custo total e representa a soma do custo operacional com o custo de investimento, no equipamento FACTS.

m número de linhas candidatas a receber a compensação.

$C_{CS}(k)$  coeficiente de custo para CS, na linha k.

$\theta'$  vetor de ângulos das barras da iteração anterior de ordem (nb x 1).

$\bar{\mathbf{F}}$  novo vetor limite de fluxos nos circuitos devido à compensação série de ordem (nl x 1).

$\bar{\Delta\gamma}_k$  limite de variação da susceptância na linha k. (limite de compensação da linha).

A solução do problema (III.12), através da técnica de cálculo iterativo, permite uma otimização do sistema, ou seja, redução do custo total (CT). Este custo representa a soma do custo operacional (CO), com o custo total da compensação série ( $C_{facts}$ ). Isto é possível porque esta solução fornece as seguintes informações:

1. Como despachar os geradores.
2. Qual linha deve ser compensada.
3. Qual a porcentagem desta compensação (grau de compensação).

O procedimento envolve cálculos iterativos convergindo para um conjunto ótimo de valores.

### III.3.3 – Fluxograma para CS

A figura III.2 mostra o diagrama do método de localização ótima proposto para a compensação série. Os principais blocos desta figura são detalhados a seguir:

1. **DADOS:** Constitui-se na entrada de dados necessários para realizar a simulação. Estes dados são referentes às cargas, custo de operação dos geradores térmicos, reatâncias, resistências e limites das linhas, etc. Na primeira iteração, é adotado valor nulo para todos os ângulos das barras ( $\theta_{ij}$ ) e para todas as compensações ( $\Delta\gamma_k$ ). Portanto, nesta iteração, tem-se os resultados para o sistema operando sem a compensação série.
2. **MONTAR A MATRIZ  $\Delta\mathbf{B}$ :** Esta matriz é composta por todas as incógnitas ( $\Delta\gamma_k$ ), ou seja, o valor da compensação em cada linha  $k$ . A lei de formação desta matriz é igual a da matriz  $\mathbf{B}$  (matriz de admitância de barra do sistema). Iniciar contador de iterações ( $niter = 1$ ).
3. **AVALIAR COEFICIENTES DE CUSTO:** Inicialmente todos os valores de ( $\Delta\gamma_k$ ) são iguais a zero, por isso nesta fase é utilizado a equação III.11, para determinar os coeficientes de custo para a CS.
4. **RESOLVER O PROBLEMA III.12:** Após a determinação de todos os vetores e matrizes do problema III.12, é possível resolver o problema de otimização utilizando-se algoritmo de programação linear (SIMPLEX). Com esta solução tem-se os despachos dos geradores, os valores das compensações das linhas  $\Delta\gamma_k$  e os valores dos novos limites das linhas compensadas  $\bar{f}_k$ , etc. Muitos valores de  $\Delta\gamma_k$  continuam iguais a zero, indicando uma má localização para a CS.
5. **ERRO:** O critério de erro, adotado no programa, é a variação dos ângulos das barras entre a iteração atual e a anterior. Se os ângulos estão variando dentro de um certo limite, o processo termina. É importante destacar que, para os casos testados, a convergência é obtida com no máximo quatro iterações. Os resultados do programa são disponibilizados em um arquivo de saída.
6. **REAVALIAR COEFICIENTES DE CUSTO:** Nesta fase, são avaliados os coeficientes para  $\Delta\gamma_k$  diferentes de zero, por isso, deve-se usar a equação III.10. Incrementar o contador de iterações ( $niter = niter + 1$ ).
7. **RETORNO:** Deve-se voltar ao passo 4 com os novos valores dos coeficientes de custo e ângulos das tensões das barras.

Após a convergência, tem-se como resultado final um custo operacional reduzido e uma CS mínima associada ao novo limite de capacidade de fluxo da linha, onde a CS é instalada.

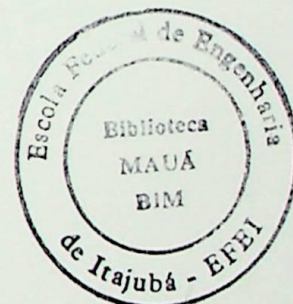
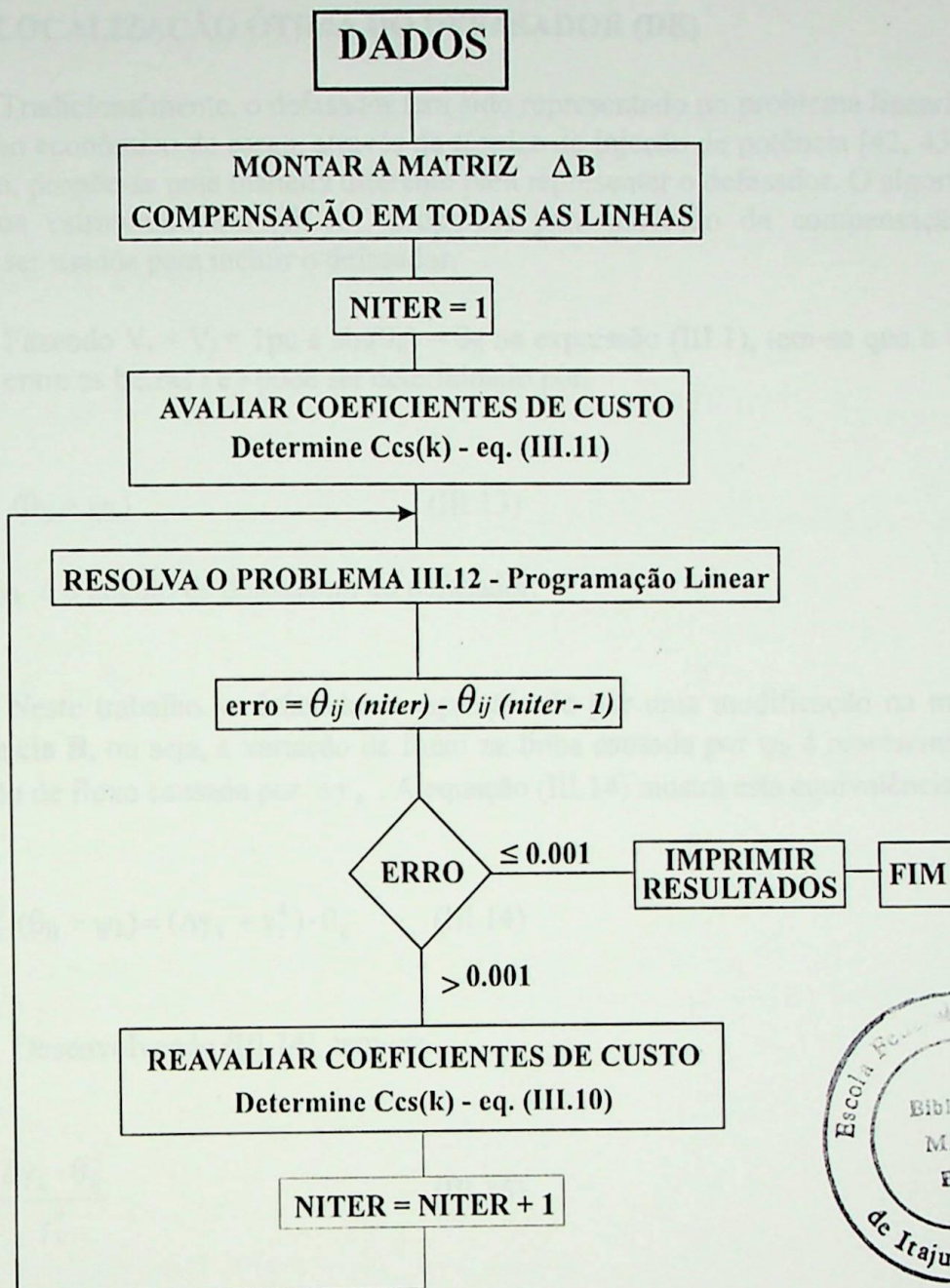


Figura III.2 – Diagrama para alocação da compensação série.

### III.4 - LOCALIZAÇÃO ÓTIMA DO DEFASADOR (DE)

Tradicionalmente, o defasador tem sido representado no problema linearizado de despacho econômico de carga, através da técnica de injeção de potência [42, 45]. Neste trabalho, propõe-se uma maneira diferente para representar o defasador. O algoritmo e o problema estruturado em (III.12), propostos para alocação da compensação série, podem ser usados para incluir o defasador.

Fazendo  $V_i = V_j = 1 \text{ pu}$  e  $\sin(\theta_{ij}) = \theta_{ij}$  na expressão (III.1), tem-se que o fluxo na linha  $k$  entre as barras  $i$  e  $j$  pode ser determinado por:

$$f_k = \gamma_k^0 (\theta_{ij} + \psi_k) \quad (\text{III.13})$$

onde  $\psi_k$  é o ângulo de defasagem do defasador.

Neste trabalho, o defasador é representado por uma modificação na matriz de admitância  $\mathbf{B}$ , ou seja, a variação de fluxo na linha causada por  $\psi_k$  é representada pela variação de fluxo causada por  $\Delta\gamma_k$ . A equação (III.14) mostra esta equivalência.

$$f_k = \gamma_k^0 (\theta_{ij} + \psi_k) = (\Delta\gamma_k + \gamma_k^0) \cdot \theta_{ij} \quad (\text{III.14})$$

Desenvolvendo (III.14), tem-se:

$$\psi_k = \frac{\Delta\gamma_k \cdot \theta_{ij}}{\gamma_k^0} \quad (\text{III.15})$$

onde os valores de  $\Delta\gamma_k$  e  $\theta_{ij}$  podem ser determinados através do algoritmo descrito em (III.12), com as seguintes modificações:

#### III.4.1 – Capacidade das Linhas

O limite de fluxo na linha  $k$  onde o defasador é instalado não se altera, porque não há uma mudança efetiva de  $\Delta\gamma_k$ , note que a variação da reatância da linha é apenas representativa da variação de ângulo. Portanto, as equações (III.12.2) não são usadas para modelagem do defasador. Adicionalmente, para este caso,  $\Delta\gamma_k$  pode ser positivo ou negativo, o qual representa um ângulo de defasagem positivo ou negativo, respectivamente.

### III.4.2 – Função Custo do Defasador

Uma diferença significativa entre defasadores e compensação série, é o custo do equipamento. Enquanto o custo da compensação série varia com o valor de  $\Delta\gamma_k$  equação (III.9), o custo do defasador é fixo, e depende somente da capacidade da linha onde será instalado. Portanto, o valor do custo total do FACTS ( $C_{facts}$ ), para defasadores, é dado pela expressão (III.16).

$$C_{facts}(k) = c \text{ pb } \bar{f}t_k \quad (III.16)$$

Multiplicando e dividindo (III.16) por  $\Delta\gamma_k \neq 0$  e considerando-se o custo de instalação do equipamento ( $CI_k$ ), segue:

$$C_{facts}(k) = C_{DE}(k) \Delta\gamma_k \quad (III.17)$$

onde:

$$C_{DE}(k) = (c \text{ pb } \bar{f}t_k + CI_k) / \Delta\gamma_k \quad \text{para } \Delta\gamma_k \neq 0 \quad (III.18)$$

Inserindo (III.4) e (III.17) no problema de otimização (III.2), obtém-se o seguinte problema de otimização, para localização dos defasadores no sistema:

$$CT = \text{Min} \left[ \sum_{i=1}^{ng} c_i \times G_i + \sum_{k=1}^m C_{DE}(k) \times \Delta\gamma_k \right] \quad (III.19)$$

s. a.

$$\mathbf{G} - \mathbf{B} \theta - \Delta \mathbf{B} \theta' = \mathbf{L} \quad (III.19.1)$$

$$\underline{G}_i \leq G_i \leq \bar{G}_i \quad (III.19.2)$$

$$-\bar{\mathbf{F}}^0 \leq \mathbf{F} \leq \bar{\mathbf{F}}^0 \quad (III.19.3)$$

$$0 \leq \Delta\gamma_k \leq \bar{\Delta\gamma}_k \quad (III.19.4)$$

onde:

CT é o custo total e representa a soma do custo operacional, com o custo de investimento no equipamento FACTS.

m número de linhas candidatas a receber o defasador.

$C_{DE}(k)$  coeficientes de custo para o DE.

$\theta'$  vetor de ângulos das barras da iteração anterior de ordem (nb x 1).

- $\bar{\mathbf{F}}^0$  vetor limite de fluxos nos circuitos de ordem  $(nl \times 1)$ . Este vetor corresponde ao vetor limite de fluxos nos circuitos, quando nenhum equipamento é adicionado.
- $\bar{\Delta\gamma}_k$  limite de variação da susceptância na linha  $k$ . Este valor representa o limite de ângulo de defasagem do defasador  $\bar{\psi}_k$ . Esta equivalência pode ser obtida através da equação (III.15).

A otimização proposta no problema (III.19), além de reduzir o custo operacional do sistema, também reduz o investimento no defasador, porque coloca o equipamento na linha de menor potência. Esta linha escolhida também apresenta maior sensibilidade entre o seu fluxo de potência e o custo operacional.

### III.4.3 – Fluxograma para DE

Enquanto  $\Delta\gamma_k$  é sempre positivo para a compensação série,  $\Delta\gamma_k$  pode também ser negativo para representar o defasador. Isto ocorre quando o defasador é inserido em uma linha sobrecarregada, onde a sua função é desviar o fluxo para outros caminhos subutilizados. O valor de  $\Delta\gamma_k$  negativo, representa um indutor que tem também a função de desviar o fluxo para outros caminhos. A figura III.3 mostra o diagrama do método de localização ótima proposto para o defasador. Os principais pontos do algoritmo proposto são analisados a seguir:

1. DADOS: Entrada de dados para o programa de alocação do defasador, tal como é feito para a CS
2. MONTAR A MATRIZ  $\Delta\mathbf{B}$ : A lei de formação desta matriz é igual a da matriz  $\mathbf{B}$  (matriz de admitância de barra do sistema). Iniciar contador de iterações ( $niter = 1$ ).
3. COEFICIENTES DE CUSTO: Na primeira iteração, os coeficientes de custo  $C_{DE}(k)$ , são adotados iguais a zero para todas as linhas. Nesta iteração é imposta uma pequena banda para  $\Delta\gamma_k$ . Desta forma, tem-se na primeira iteração os valores de  $\Delta\gamma_k$  necessários para informar o sinal do ângulo de defasagem na linha  $k$ , ou seja: (i)  $\Delta\gamma_k > 0$ , representa ângulos positivos; (ii)  $\Delta\gamma_k < 0$ , representa ângulos negativos e  $\Delta\gamma_k = 0$ , nos diz que nenhum defasador deve ser instalado na linha  $k$ . Estes sinais de  $\Delta\gamma_k$  permanecem os mesmos nas outras iterações para garantir que o produto entre  $C_{DE}(k)$  e  $\Delta\gamma_k$ , na função objetivo, seja sempre positivo.
4. RESOLVER O PROBLEMA III.19: Após a determinação de todos os vetores e matrizes do problema III.19, é possível resolver o problema de otimização utilizando-se algoritmo de programação linear (SIMPLEX). Com esta solução, tem-se os despachos dos geradores, os valores de  $\Delta\gamma_k$ , conseqüentemente os valores  $\psi$ , etc. Muitos valores de  $\Delta\gamma_k$  continuam iguais a zero, indicando uma má localização para o DE.

5. ERRO: O critério de erro adotado é o mesmo da CS, ou seja, a variação dos ângulos das barras entre a iteração atual e a anterior. Se os ângulos estão variando dentro de um certo limite, o processo termina.
6. REAVALIAR COEFICIENTES DE CUSTO: Nesta fase são avaliados os coeficientes para  $\Delta\gamma_k$  diferentes de zero, por isso deve-se usar a equação III.18. Incrementar o contador de iterações ( $niter = niter + 1$ ).
7. DESMEMBRAR A RESTRIÇÃO III.19.4: Este passo é importante porque os valores de  $\Delta\gamma_k$  podem ser negativos ou positivos. Portanto, torna-se necessário considerar uma banda positiva ou negativa para  $\Delta\gamma_k$ , respectivamente. Neste sentido, o conjunto de restrições (III.19.4) é desmembrado em dois conjuntos: (i)  $0 < \Delta\gamma_k \leq \overline{\Delta\gamma_k}$ , representando as variações para  $\Delta\gamma_k > 0$  e (ii)  $-\overline{\Delta\gamma_k} \leq \Delta\gamma_k < 0$ , representando as variações para  $\Delta\gamma_k < 0$ . Desta forma, o produto  $C_{DE}(k) \times \Delta\gamma_k$  na função objetivo é sempre positivo e o método iterativo seleciona a linha ideal para localização do defasador. Este procedimento ocorre somente para  $niter = 2$ , porque o sinal de  $\Delta\gamma_k$  permanece o mesmo até a convergência do processo.
8. RETORNO: Deve-se voltar ao passo 4 com os novos valores dos coeficientes de custo e ângulos das tensões das barras.

Após a convergência, tem-se como resultado final um custo operacional reduzido e um equipamento defasador de menor custo. A partir daí, utiliza-se a expressão (III.15) para determinar os ângulos de defasagem correspondentes.

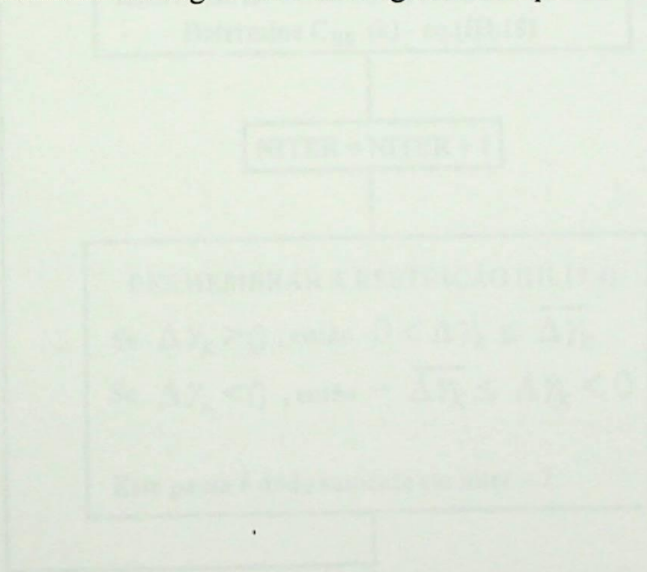


Figura III.3 - Programa para localização de Defasador

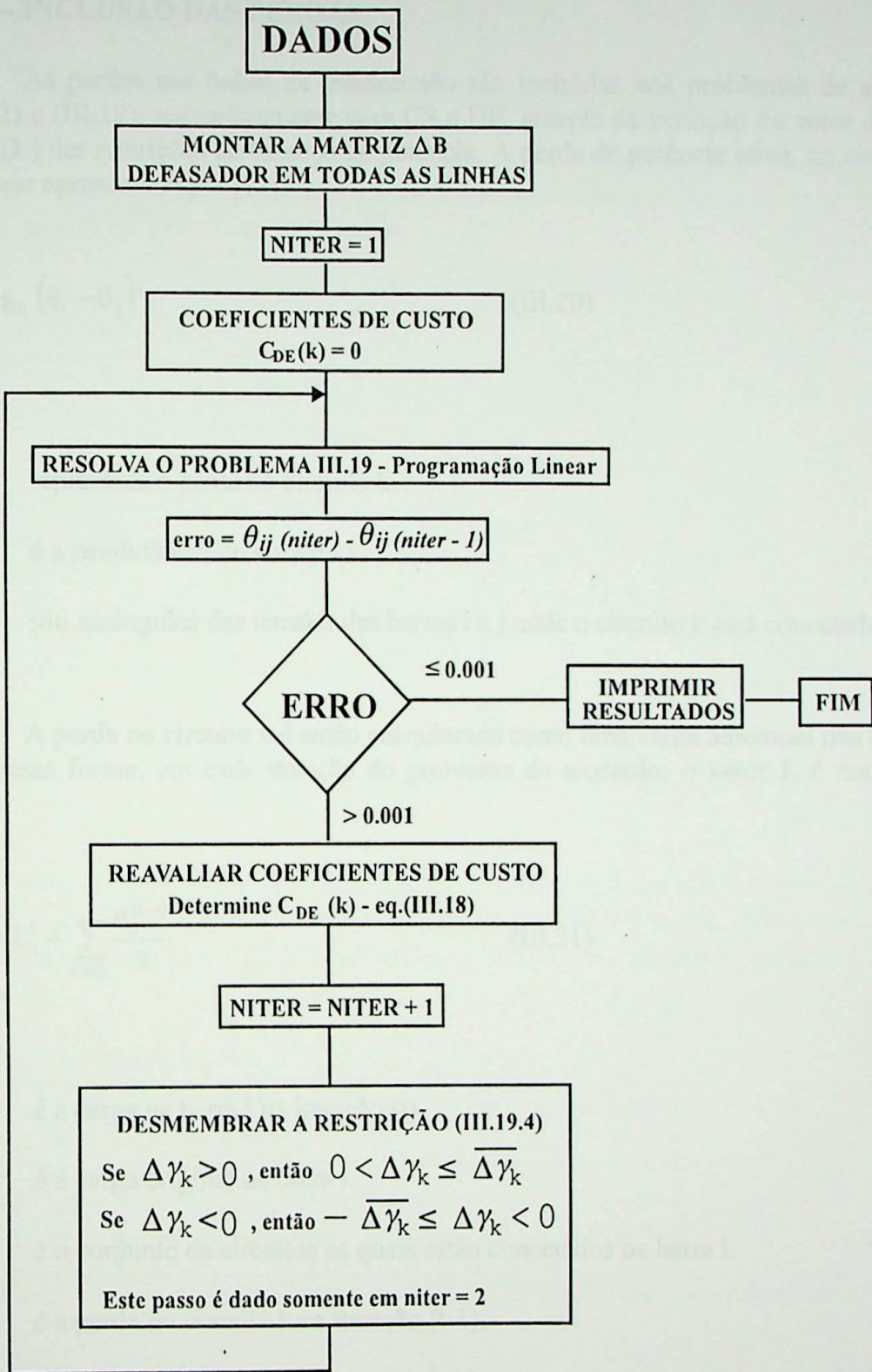


Figura III.3 - Diagrama para alocação de Defasador.

### III.5 – INCLUSÃO DAS PERDAS

As perdas nas linhas de transmissão são incluídas nos problemas de alocação (III.12) e (III.19), respectivamente para CS e DE, através da variação do vetor de carga ativa ( $\mathbf{L}$ ) das restrições de balanço de potência. A perda de potência ativa, no circuito  $k$ , pode ser aproximada por [72]:

$$P_k = g_k (\theta_i - \theta_j)^2 \quad (\text{III.20})$$

onde:

$P_k$  representa a perda no circuito  $k$ .

$g_k$  é a condutância do circuito  $k$ .

$\theta_i, \theta_j$  são os ângulos das tensões das barras  $i$  e  $j$  onde o circuito  $k$  está conectado.

A perda no circuito  $k$  é então considerada como uma carga adicional nas barras  $i$  e  $j$ . Desta forma, em cada iteração do problema de alocação, o vetor  $\mathbf{L}$  é reavaliado como:

$$L_i^{(t)} = L_i^0 + \sum_{k \in \Omega_i} \frac{P_k^{(t-1)}}{2} \quad (\text{III.21})$$

onde:

$L_i^{(t)}$  é a carga na barra  $i$  na iteração ( $t$ ).

$L_i^0$  é a carga original na barra  $i$ .

$\Omega_i$  é o conjunto de circuitos os quais estão conectados na barra  $i$ .

$P_k^{(t-1)}$  é a perda no circuito  $k$  na iteração ( $t-1$ ).

Este processo iterativo, para inclusão das perdas, foi utilizado nos métodos de alocação propostos para CS e DE.

### III.6 – EXEMPLO 1

Com o objetivo de ilustrar a metodologia proposta, é apresentado neste item uma análise do método de alocação proposto para CS e DE. Para tanto, é utilizado um sistema simples de 3 barras. A figura III.4 mostra o diagrama deste sistema, onde a carga deve ser suprida através dos geradores  $G_1$  e  $G_2$ . Estes geradores estão conectados à carga através de 3 linhas de transmissão.

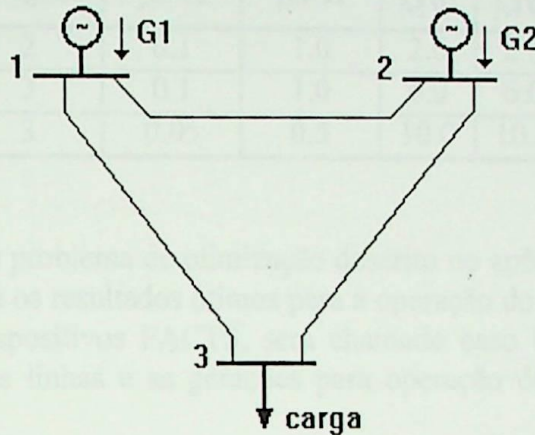


Figura III.4 - Sistema de 3 barras para análise.

A tabela III.1 mostra os dados das barras para o sistema, onde observa-se que o gerador 1 apresenta menor custo operacional que o gerador 2 e que, cada gerador pode suprir sozinho a carga de 10MW. Esta carga é considerada constante durante 24 horas por dia.

Tabela III.1 - Dados das barras

Barra	Carga MW	$C_i$ - Custo Geração US\$/MWh*	$\bar{G}_i$ - limites de geração MW
1	0.0	10,00	11.0
2	0.0	20,00	11.0
3	10.0	-	-

\*Este custo também pode ser expresso em US\$/MW.ano através da equivalência:

$$\frac{\text{US\$}}{\text{MWh}} \cdot \frac{24\text{h}}{\text{dia}} \cdot \frac{365\text{ dias}}{\text{ano}}$$

A tabela III.2 mostra os dados das linhas que compõem este sistema. Nesta tabela estão incluídos os custos de instalação do FACTS ( $CI_k$ ) na linha  $k$ . Adicionalmente, as colunas 6 e 7, da tabela, mostram os limites de estabilidade e térmico, respectivamente.

O custo de instalação dos dispositivos FACTS depende do nível de tensão da linha, que por sua vez, depende da potência da linha. Normalmente, os dispositivos FACTS são instalados nos extremos da linha, onde já existem subestações, por isso o custo de instalação é menor que o custo do equipamento. Neste trabalho, os custos de instalação são adotados com valores proporcionais ao custo de uma CS de 10% na linha.

Tabela III.2 - Dados das linhas

Linha N <sup>o</sup>	Barra Partida	Barra Chegada	R pu-Ω	X pu-Ω	$\bar{F}_k^0$ MW	$\bar{F}_{t_k}$ MW	CI <sub>k</sub> US\$/ano
1	1	2	0.1	1.0	2.0	2.0	10.5
2	1	3	0.1	1.0	6.0	6.0	94.9
3	2	3	0.05	0.5	10.0	10.0	131.8

Resolvendo o problema de otimização descrito no apêndice A para o sistema da figura III.4, obtém-se os resultados ótimos para a operação do sistema. Este caso, o qual não considera os dispositivos FACTS, será chamado caso base (CB). A figura III.5 mostra os fluxos nas linhas e as gerações para operação ótima deste sistema nestas condições.

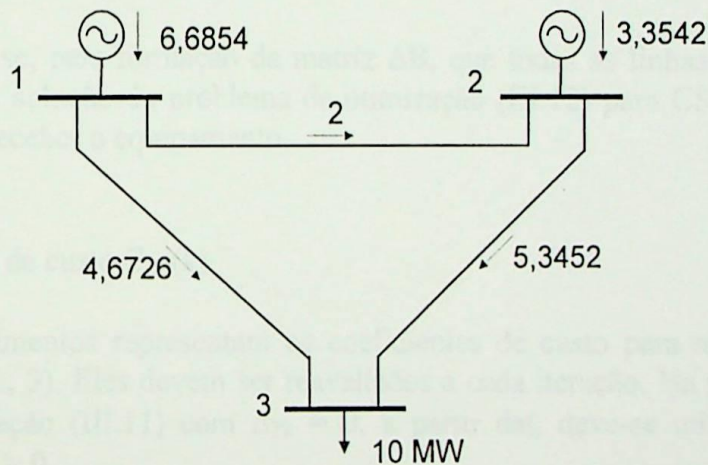


Figura III.5 - Despacho ótimo do sistema 3 barras (CB).

Observa-se, para esta condição de operação, que as linhas 1-3 e 2-3 estão subutilizadas (cerca de 70 % carregada), e que a linha 1-2 está completamente carregada. Esta restrição na linha 1-2 impossibilita o aumento de fluxo nas linhas 1-3 e 2-3 e isto conduz o sistema a usar o gerador-2 de maior custo. Nestas condições, o custo operacional é de  $1.1733 \times 10^6$  US\$/ano e as perdas totais valem 0.0396 MW.

Para melhorar as condições operacionais deste sistema, é analisado a alocação ótima de FACTS (capacitor série/defasador) através dos algoritmos propostos nos itens anteriores. Para tanto, deve-se determinar os vetores e matrizes adicionais ao caso base, que permitam incluir os dispositivos FACTS no problema de otimização. Devido às diferenças entre os algoritmos de alocação, a análise é conduzida separadamente, ou seja:

(a) *Análise para CS*

Os vetores e matrizes, apresentados a seguir, são necessários para representar a inclusão da CS no problema de despacho econômico de carga.

- Matriz  $\Delta\mathbf{B}$

Esta matriz é formada por uma combinação entre as variações das susceptâncias das linhas do sistema, tal como é feito para a matriz de susceptância do sistema ( $\mathbf{B}$ ). Para o sistema teste de 3 barras e 3 linhas, tem-se:

$$\Delta\mathbf{B} = \begin{bmatrix} \Delta\gamma_{12} + \Delta\gamma_{13} & -\Delta\gamma_{12} & -\Delta\gamma_{13} \\ -\Delta\gamma_{12} & \Delta\gamma_{12} + \Delta\gamma_{23} & -\Delta\gamma_{23} \\ -\Delta\gamma_{13} & -\Delta\gamma_{23} & \Delta\gamma_{13} + \Delta\gamma_{23} \end{bmatrix}$$

Observa-se, pela formação da matriz  $\Delta\mathbf{B}$ , que todas as linhas são candidatas a receber a CS. A solução do problema de otimização (III.12) para CS, vai selecionar a linha que deve receber o equipamento.

- Coeficientes de custo  $C_{CS}(k)$

Estes elementos representam os coeficientes de custo para a CS instalada na linha  $k$  ( $k = 1, \dots, 3$ ). Eles devem ser reavaliados a cada iteração. Na primeira iteração, utiliza-se a equação (III.11) com  $\Delta\gamma_k = 0$ , a partir daí, deve-se utilizar a expressão (III.10) para  $\Delta\gamma_k > 0$ .

- Aumento de capacidade das linhas

O aumento de capacidade das linhas é representado no problema de otimização através das equações lineares (III.12.2). A introdução, destas equações no problema de otimização, permite o cálculo do novo limite de fluxo da linha, onde a CS é instalada. É importante destacar que o fluxo na linha compensada não deve ser superior ao seu limite térmico.

Estas considerações completam o problema de otimização dado por (III.12) para a CS. Portanto, utilizando-se o algoritmo descrito na figura III.2, especializado para a CS, tem-se como resultado uma compensação de 33% na linha 1-3. A tabela III.3 mostra o valor da potência do banco de capacitores ( $Q$ ) que deve ser instalado na linha

1-3, a fim de aumentar o fluxo nesta linha. A tabela também mostra o valor de  $\Delta\gamma_{13}$  e o valor do Custo Total (CT). Este custo representa a soma do custo operacional (CO) com o custo do equipamento (Cfacts). Para comparar alternativas, são incluídos os resultados do caso base (CB).

Tabela III.3 - Resultados com compensação série na linha 1-3

Opção	Local	Perdas MW	Q MVar	$\Delta\gamma$ pu-mho	Cfacts $10^3$ US\$/ano	CO $10^6$ US\$/ano	CT $10^6$ US\$/ano
CB	-	0.0396	-	-	-	1.1733	1.1733
CS	1-3	0.0470	0.11	0.49	3.23	1.0582	1.0614

A figura III.6 confirma que a linha 1-3 teve seu fluxo aumentado até o limite térmico. Este aumento permite que o gerador-1, de menor custo, seja mais utilizado. Por isso o Custo Operacional (CO) diminuiu. Estes resultados mostram que a redução no custo operacional (CO) foi muito superior ao custo da compensação série (Cfacts). Em concordância com a função objetivo do problema, isto é suficiente para justificar a inclusão do equipamento.

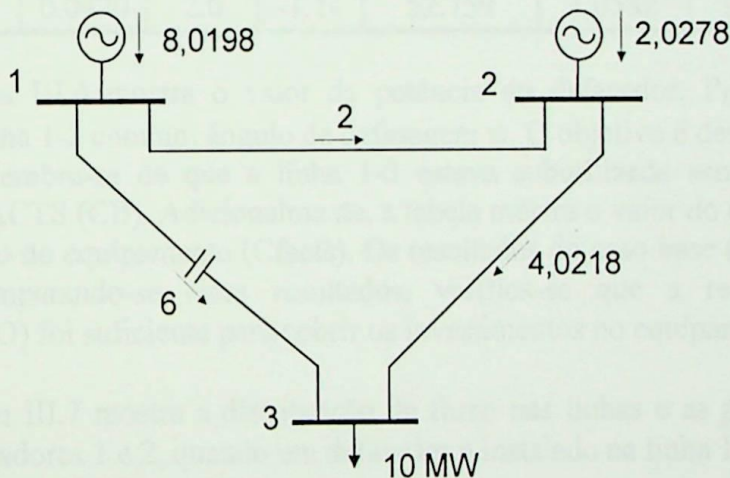


Figura III.6 - Despacho ótimo com compensação série na linha 1-3.

(b) *Análise para DE*

A análise seguinte é feita considerando-se a utilização de defasadores ao invés de CS. Nesta análise, a matriz  $\Delta \mathbf{B}$  é a mesma utilizada para representar a CS. A diferença ocorre nos valores dos coeficientes de custo:

- Coeficientes de custo  $C_{DE}(k)$

Estes coeficientes de custo para o DE também devem ser reavaliados a cada iteração. Na primeira iteração, eles são iguais a zero. Nas demais iterações, eles são avaliados através da expressão (III.18) para  $\Delta \gamma_k \neq 0$ .

Realizando-se estas alterações e utilizando-se o algoritmo descrito na figura III.3, especializado para o DE, obtém-se os resultados mostrados na tabela III.4 e os resultados associados à figura III.7.

Tabela III.4 - Resultados com defasador na linha 1-2

Opção	Local	Perdas MW	$P_{DE}$ MVA	$\psi$ graus	Cfacts $10^5$ US\$/ano	CO $10^6$ US\$/ano	CT $10^6$ US\$/ano
CB	-	0.0396	-	-	-	1.1733	1.1733
DE	1-2	0.0470	2.0	-1.14	52.759	1.0582	1.1109

A tabela III.4 mostra o valor da potência do defasador,  $P_{DE}$ , que deve ser instalado na linha 1-2 com um ângulo de defasagem  $\psi$ . O objetivo é desviar o fluxo para a linha 1-3. Lembre-se de que a linha 1-3 estava subutilizada sem a aplicação de dispositivos FACTS (CB). Adicionalmente, a tabela mostra o valor do custo operacional (CO) e do custo do equipamento (Cfacts). Os resultados do caso base (CB) também são incluídos. Comparando-se estes resultados, verifica-se que a redução no custo operacional (CO) foi suficiente para cobrir os investimentos no equipamento.

A figura III.7 mostra a distribuição de fluxo nas linhas e as potências geradas através dos geradores 1 e 2, quando um defasador é instalado na linha 1-2.

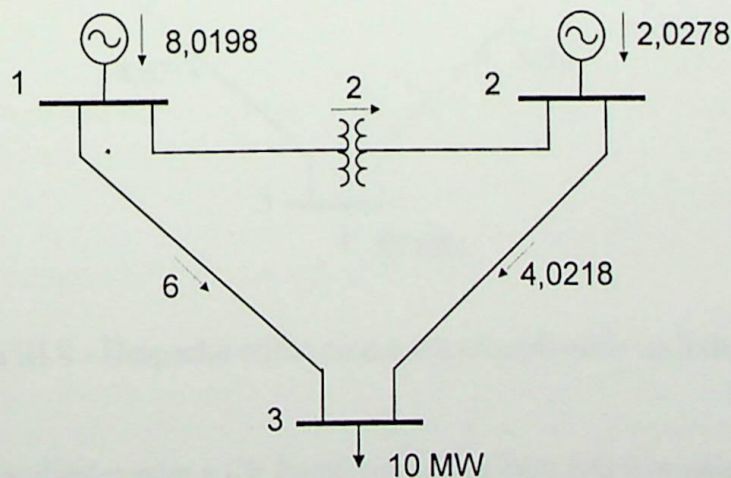


Figura III.7 - Despacho ótimo com defasador na linha 1-2.

Igualmente ao caso analisado para a aplicação da CS na linha 1-3, houve um aumento nas perdas. Este aumento de perdas ocorreu devido ao redespacho dos geradores, porque através da aplicação dos dispositivos FACTS, é possível alterar os fluxos nos circuitos, o que possibilita um redespacho. Em consequência, obtém-se uma redução do custo operacional. Esta redução de custo operacional é o objetivo da localização dos dispositivos FACTS, no exemplo analisado.

Para mostrar a influência da variação de capacidade da linha, quando a CS é considerada, uma outra simulação com este sistema é realizada. Nesta simulação é suposto que a linha 1-2 tem limite térmico igual a 6 MW, mas o limite de estabilidade permanece igual a 2MW. Adotando-se estas considerações e utilizando-se o algoritmo da figura III.2, tem-se como resultado que a CS muda da linha 1-3 para a linha 1-2. Isto ocorre porque com a CS o fluxo na linha 1-2 pode ser superior ao seu limite de estabilidade (2MW). A tabela III.6 e a figura III.8 mostram os resultados para esta compensação.

Tabela III.5 - Resultados com compensação série na linha 1-2

Opção	Local	Perdas MW	Q MVar	$\Delta\gamma$ pu-mho	Cfacts $10^3$ US\$/ano	CO $10^6$ US\$/ano	CT $10^6$ US\$/ano
CB	-	0.0396	-	-	-	1.1733	1.1733
CS	1-2	0.0626	0.22	1.68	6.05	0.879	0.8850

Comparando-se os resultados de todas as alternativas, tem-se que a CS na linha 1-2 é a melhor opção. Isto mostra a importância de se considerar a variação da capacidade da linha, quando a CS é instalada (equação III.5).

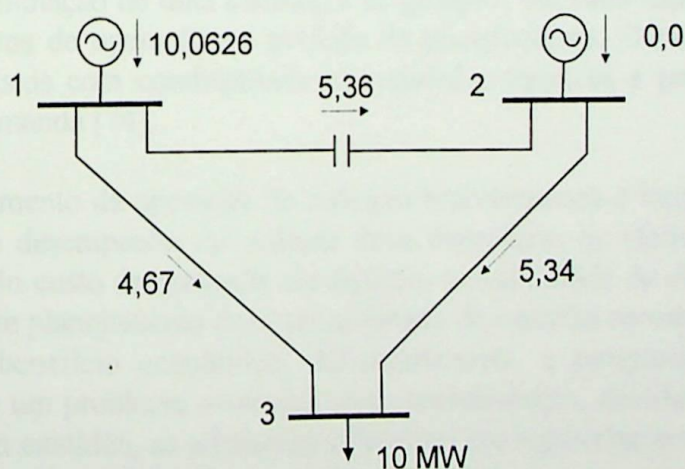


Figura III.8 - Despacho ótimo com compensação série na linha 1-2.

Outras simulações para a CS foram realizadas com este exemplo, considerando-se algumas alterações no sistema, separadamente, tais como: o custo do gerador  $G_1$  maior do que o custo do gerador  $G_2$ , os custos dos geradores iguais e o sistema sem

perdas. Nos dois primeiros casos, não há restrições ativas no sistema de transmissão no sentido de impedir o total despacho do gerador  $G_2$ , portanto, não é necessária a inclusão da CS. Para a simulação com o sistema sem perdas, tem-se que os fluxos nas linhas diminuem em relação ao caso com perdas, portanto, a CS pode ser menor, em consequência, o custo da CS reduz. A localização da CS não altera, com ou sem a inclusão das perdas, porque as perdas ocorrem de forma distribuída no sistema. No capítulo IV, serão apresentadas algumas simulações complementares com outros sistemas para avaliar a influência dos dispositivos FACTS nas perdas do sistema.

É importante destacar que os custos de instalação dos equipamentos FACTS ( $CI_k$ ), adotados nas simulações, não são suficientes para alterar a localização dos dispositivos no sistema. Isto ocorre, porque estes custos são inferiores ao custo do equipamento.

Com os resultados obtidos através dos exemplos apresentados, pode-se observar a sua importância como nova ferramenta computacional, desenvolvida para tratar a inclusão destes equipamentos no sistema. *O modelo proposto para representar a CS e o DE juntamente com os respectivos métodos de alocação constituem a principal contribuição deste trabalho [73].*

### III.7 - ALOCAÇÃO DE FACTS EM SISTEMAS HIDROTÉRMICOS

O parque gerador brasileiro é predominantemente hidráulico, cerca de 90% da capacidade instalada é caracterizada por grandes reservatórios existentes nas principais bacias hidrográficas situadas nas regiões Nordeste, Sudeste e Sul do país. O parque térmico, concentrado nas regiões Sul (usinas a carvão) e Sudeste (usinas nucleares e térmicas), é utilizado para complementar a produção de energia em períodos de hidraulicidade desfavorável. A operação ótima de sistemas, com estas características, consiste na determinação de uma estratégia de geração, em cada usina do sistema, que minimize os custos de operação no período de planejamento. O custo de operação é composto por gastos com combustíveis nas unidades térmicas e penalidades por não atendimento à demanda [74].

O planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos é bastante complexo, já que a análise do desempenho do sistema deve considerar os efeitos de longo prazo (valor esperado do custo de operação do sistema, possibilidade de déficit futuros etc.). Neste sentido, este planejamento deve ser realizado de maneira coordenada para resultar em substancial benefício econômico. Adicionalmente, a programação da operação destes sistemas é um problema essencialmente probabilístico, devido a impossibilidade de se prever, com exatidão, as afluências referentes aos aproveitamentos hidráulicos do sistema, demanda, disponibilidade dos equipamentos etc.

Dentro deste cenário, os dispositivos FACTS podem ser uma opção para promover o melhor aproveitamento das unidades de geração hidráulica, através da otimização dos fluxos na rede de transmissão. Isto ocorre, conforme foi verificado, se o equipamento for localizado em uma posição estratégica, no sistema.

O problema de alocação, analisado nos itens anteriores, foi desenvolvido em um ambiente estático, onde somente um ponto de operação pré-especificado foi considerado. Para incluir, neste modelo, uma interdependência temporal entre as gerações hidráulicas, torna-se necessário analisar a influência dos dispositivos FACTS durante um intervalo de tempo.

A Programação Dinâmica Estocástica (PDE) pode ser usada para resolver o problema de coordenação hidrotérmica, mas a sua aplicação direta é impraticável porque a dimensão do problema levaria a um excessivo tempo computacional [75]. Uma simplificação, é supor conhecido uma seqüência de aflúências e a demanda para um determinado horizonte de planejamento. A programação dinâmica dual [76] é uma alternativa, para resolver o problema de longo prazo de sistemas, com multireservatórios acoplados. Este procedimento consiste em decompor um problema complexo em uma seqüência de subproblemas (estágios) de solução mais simples. Em cada estágio, é determinada uma decisão ótima de operação do sistema. Estas opções, de solução do problema de coordenação hidrotérmica, associadas com o problema de alocação dos dispositivos FACTS desenvolvidos anteriormente, são usadas neste trabalho para incorporar os efeitos dos dispositivos FACTS no aproveitamento hidráulico de um sistema. A natureza estocástica, do problema, será tratada no item subsequente.

### III.7.1 - Formulação Matemática

Para uma dada seqüência de aflúências e conhecidos os volumes iniciais dos reservatórios das usinas hidráulicas, o problema de alocação dos dispositivos FACTS considerando-se a coordenação hidrotérmica, pode ser formulado como:

$$CT = \text{Min} \left[ \sum_{t=1}^{T1} \sum_{ii=1}^{ng} c(ii) \times G_t(ii) + \sum_{k=1}^m C_{\text{facts}}(k) \right] \quad (\text{III.22})$$

s. a.

$$\mathbf{G}_t + \Theta^T \mathbf{Q}_t - \mathbf{B} \theta - \Delta \mathbf{B} \theta' = \mathbf{L}_t \quad (\text{III.22.1})$$

$$\bar{f}_k \gamma_k^0 - \bar{f}_k^0 \Delta \gamma_k = \bar{f}_k^0 \gamma_k^0 \quad k = 1, \dots, m \quad (\text{III.22.2})$$

$$V_{t+1}(i) = V_t(i) + A_t(i) - Q_t(i) - S_t(i) + \sum_{j \in M_i} (Q_t(j) + S_t(j)) \quad i = 1, \dots, n \quad (\text{III.22.3})$$

$$\underline{Q}(i) \leq Q_t(i) \leq \bar{Q}(i) \quad (\text{III.22.4})$$

$$\underline{V}(i) \leq V_t(i) \leq \bar{V}(i) \quad (\text{III.22.5})$$

$$\underline{G}(ii) \leq G_t(ii) \leq \bar{G}(ii) \quad (\text{III.22.5})$$

$$-\bar{\mathbf{F}} \leq \mathbf{F} \leq \bar{\mathbf{F}} \quad (\text{III.22.6})$$

$$0 \leq \Delta \gamma_k \leq \bar{\Delta \gamma}_k \quad (\text{III.22.7})$$

onde :

- $n$  é o número de usinas hidráulicas.
- $T1$  é o número de estágios no período de planejamento.
- $M_i$  é o número de hidro plantas imediatamente a montante da hidro planta  $i$ .
- $V_t(i)$  volume armazenado na usina  $i$  no estágio  $t$ .
- $A_t(i)$  afluência da usina  $i$  durante o estágio  $t$ .
- $Q_t(i)$  volume turbinado durante o estágio  $t$ .
- $S_t(i)$  volume vertido na usina  $i$  durante o estágio  $t$ .
- $\Theta$  vetor de produtividade das usinas hidráulicas de ordem  $(nb \times 1)$ . Nas barras sem geração hidráulica, implica em elementos nulos para este vetor.
- $Q_t$  vetor de volume turbinado durante o estágio  $t$  de ordem  $(nb \times 1)$ . Nas barras sem geração hidráulica, implica em elementos nulos para este vetor.
- $L_t$  vetor de carga e perda de potência ativa no estágio  $t$  de ordem  $(nb \times 1)$ .

As demais variáveis foram definidas nos problemas III.12 e III.19.

As restrições (III.22.3) correspondem a conhecida equação de balanço da água.

O problema (III.22) pode ser resolvido usando-se técnica de decomposição de Benders [77]. Esta técnica decompõe o problema original em um conjunto de subproblemas de um único estágio. Cada subproblema envia para o subproblema subsequente a sua solução, e recebe deste uma restrição. No apêndice B é apresentado os passos para o desenvolvimento do algoritmo de decomposição de Benders, para dois estágios.

No item seguinte, é apresentado o fluxograma para a coordenação hidrotérmica associada ao problema de alocação dos dispositivos FACTS.

### III.7.2 - Fluxograma para Coordenação Hidrotérmica com FACTS

O algoritmo desenvolvido para resolver (III.22) também incorpora a variação diária de carga, típica para um dia de trabalho, ou seja, 12 horas de carga leve (50% do tempo), 8 horas de carga média (33.3% do tempo) e 4 horas de carga pesada (16.7% do tempo). Este ciclo diário de carga é representado por seis estágios, onde cada estágio é formado por 4 horas. A figura III.9 mostra este comportamento cíclico da carga, onde é adotado a carga pesada para o primeiro estágio.

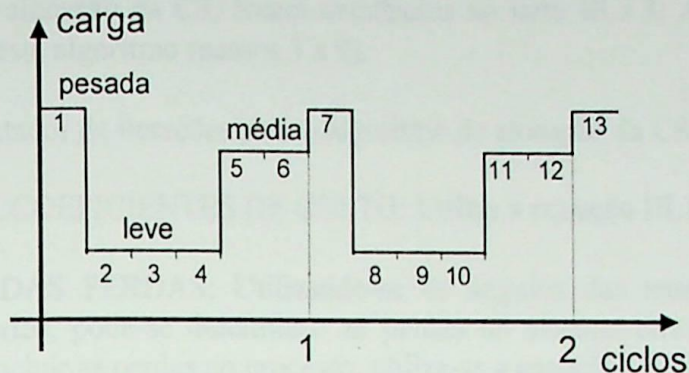


Figura III.9 – Característica da carga.

A representação deste ciclo de carga torna a análise de coordenação hidrotérmica próxima da operação real, porque nos estágios de carga leve e média se reserva água para ser usada no estágio de carga pesada. Isto é importante, porque no horário de carga pesada pode existir alguma restrição ativa no sistema de transmissão, o que justifica a aplicação dos dispositivos FACTS.

Para aplicar a técnica de decomposição de Benders, cada estágio necessita ter o mesmo intervalo de tempo, não necessariamente diário. Por exemplo, para um planejamento de operação de 1 ano realizado mês a mês, torna-se necessário dividir cada mês em 6 estágios de 5 dias, para representar 1 ciclo de carga. Portanto, para este planejamento são necessários  $12 \times 6 \times 5 = 360$  estágios. Este fato causa um aumento do número de estágios necessários para representar este particular ciclo de carga. Uma alternativa, para reduzir o número de estágios, é aumentar o período de dias em cada estágio.

O algoritmo completo, para a solução da coordenação hidrotérmica, associado ao problema de alocação da compensação série, está descrito no fluxograma da figura (III.10). O “loop” interno representa o problema de alocação da compensação série dado em (III.12), enquanto o “loop” principal representa o processo de decomposição de Benders necessário para resolver o problema de coordenação hidrotérmica. O mesmo algoritmo pode ser usado para o defasador, através da substituição do “loop” de alocação. Alguns pontos deste algoritmo podem ser destacados:

1. **DADOS:** Entrada de dados para o sistema. Estes dados são referentes às cargas, custo de operação dos geradores térmicos, reatâncias, resistências e limites das linhas, dados das usinas hidráulicas, etc. O apêndice C mostra o “*Lay-Out*” para entrada de dados necessários para a execução do programa **CHFAC** (coordenação hidrotérmica com FACTS).
2. **“LOOP” PARA COORDENAÇÃO HIDROTÉRMICA:** Iniciar contador de iterações para o algoritmo de coordenação hidrotérmica (niter = 1).

3. “LOOP” PARA ALOCAÇÃO DE DISPOSITIVOS FACTS: Os passos, para o algoritmo de alocação da CS, foram detalhados no item III.3.3. Apresenta-se aqui um resumo deste algoritmo (passos 3 a 9).
4. INICIAR contador de iterações para o algoritmo de alocação da CS ( $nitfac = 1$ ).
5. CALCULAR COEFICIENTES DE CUSTO: Utilize a equação III.11.
6. CÁLCULO DAS PERDAS: Utilizando-se os ângulos das tensões referentes à iteração anterior, pode-se determinar as perdas no sistema através da expressão III.20. Para incluir as perdas no processo, utiliza-se a equação III.21.
7. RESOLVER O PROBLEMA III.22: Este passo é dedicado à solução do estágio 1. Neste estágio, o problema de alocação dos dispositivos FACTS é resolvido junto com o problema de despacho econômico. A solução é obtida utilizando-se, para o volume armazenado, o valor referente aos volumes iniciais dos reservatórios. Quando a carga é representada como mostra a figura (III.9), torna-se necessário iniciar o ciclo com o período de carga pesada. Isto é usado porque neste nível de carga, os dispositivos FACTS têm grande chance de serem requeridos. O cálculo e a alocação dos dispositivos FACTS são então, realizadas no primeiro estágio. A solução deste problema de otimização fornece os despachos dos geradores térmicos e hidráulicos, o volume armazenado em cada reservatório no final do estágio, os valores das compensações das linhas,  $\Delta\gamma_k$ , os valores dos novos limites das linhas compensadas,  $\bar{f}_k$ , etc. Muitos valores de  $\Delta\gamma_k$  continuam iguais a zero, indicando uma má localização para a CS.
8. ERRO: Se os ângulos das tensões estão variando dentro de um certo limite, o processo de alocação da CS termina. Desta forma, os resultados obtidos no passo 7 são utilizados no restante do processo de coordenação hidrotérmica.
9. REAVALIAR COEFICIENTES DE CUSTO: Se o algoritmo de alocação ainda não convergiu, torna-se necessário reavaliar os coeficientes de custo (equação III.10) e incrementar o contador de iterações do algoritmo de alocação de FACTS ( $nitfac = nitfac + 1$ ). Deve-se voltar ao passo 6 com os novos valores dos coeficientes de custo e ângulos das tensões das barras.
10. CÁLCULO DO LIMITE INFERIOR: Após a convergência do algoritmo de alocação, retorna-se para o programa principal de coordenação hidrotérmica. Nesta fase, é determinado o limite inferior (LI) de operação do sistema. Este limite corresponde a uma solução relaxada do problema global (III.22), conforme algoritmo de decomposição de Benders.
11. RESOLVA III.22 PARA OUTROS ESTÁGIOS: A solução do problema de otimização para os estágios 2, 3, ... T1 (simulação “forward”) utiliza os volumes armazenados no final de cada estágio anterior. Estas soluções sucessivas são mais simples do que a solução do primeiro estágio, porque para os estágios 2 até T1 a alocação e o cálculo dos dispositivos FACTS não são determinados. Na solução destes estágios, a matriz de variação de susceptância de barra,  $\Delta\mathbf{B}$ , é constante e assume os valores das compensações,  $\Delta\gamma_k$ , determinados no estágio 1. Portanto, a

matriz de susceptância de barra  $\mathbf{B}$  incorpora a matriz  $\Delta\mathbf{B}$ . Este fato transforma o problema em um processo não iterativo. As restrições (III.22.2) também não são utilizadas, porque os novos limites das linhas compensadas,  $\bar{f}_k$ , permanecem constantes e iguais aos valores determinados na solução do primeiro estágio. A carga, para estes estágios, segue a característica da figura III.9.

12. CÁLCULO DO LIMITE SUPERIOR: O limite superior (LS) da operação do sistema hidrotérmico é determinado através da soma do custo operacional (CO) de cada um dos estágios (1, ..., T1) juntamente à soma dos custos dos dispositivos FACTS determinada no primeiro estágio. Se a diferença entre os dois limites (LS e LI) for menor que uma tolerância,  $\epsilon$ , a solução de todos os estágios é considerada a solução ótima. Neste caso, o programa termina.
13. DETERMINAR CORTES DE BENDERS: Se a diferença entre os dois limites (LS e LI) for maior do que a tolerância adotada, torna-se necessário a obtenção de novas restrições, para todos os estágios. Observa-se que o estágio T1 foi o último a ser resolvido (passo 12), portanto, pode-se obter as restrições para o estágio T1-1, cuja solução produz a nova restrição para o estágio T1-2. O processo (simulação "backward") continua até a solução do estágio 2, que por sua vez, produz a nova restrição para o primeiro estágio. A energia hidroelétrica armazenada, sob forma de água nos reservatórios, cria uma relação entre as decisões tomadas em um estágio qualquer e suas conseqüências futuras. Isto significa que, se as usinas hidráulicas são intensamente utilizadas, poderá faltar água nos reservatórios para a operação dos estágios subsequentes, o que acarreta a utilização das usinas térmicas de maior custo. Por outro lado, se as usinas hidráulicas forem pouco utilizadas, haverá excesso de água no futuro. Os cortes de Benders constituem a forma matemática de representar este fato.
14. RETORNO: Incrementar o contador de iterações do algoritmo de coordenação hidrotérmica ( $niter = niter + 1$ ). Deve-se voltar ao passo 3 para a solução do primeiro estágio com esta nova restrição determinada através dos cortes de Benders. Desta forma, é possível recalcular a compensação série e a sua localização associadas a uma informação relativa ao futuro da operação do sistema.

O algoritmo foi desenvolvido na linguagem FORTRAN e utilizou-se a biblioteca MSIMSL - SIMPLEX do ambiente "Power Station". Este algoritmo incorpora os problemas III.12 para compensação série e III.19 para o defasador. Isto pode ser obtido adotando-se os seguintes valores: (a) O número de estágios deve ser igual a 1. (b) O número de geradores hidráulicos deve ser igual a zero. Desta forma, tem-se a localização ótima dos dispositivos FACTS, considerando-se somente as usinas térmicas.

*A inclusão no problema de coordenação hidrotérmica, do método de cálculo e alocação dos dispositivos FACTS, do ciclo de carga representado na figura III.9 e das perdas no sistema, constitui também uma contribuição deste trabalho [78, 79].*

### III.7.3 – Exemplo 2

Uma aplicação, do algoritmo proposto, é mostrada usando-se o sistema teste descrito na figura (III.11) [80]. A configuração em cascata, das usinas hidráulicas, é mostrada na figura (III.12). Os dados, para este sistema, estão detalhados nas tabelas (III.6) e (III.7). Uma seqüência de aflúências médias é, inicialmente usada, para as usinas hidráulicas.

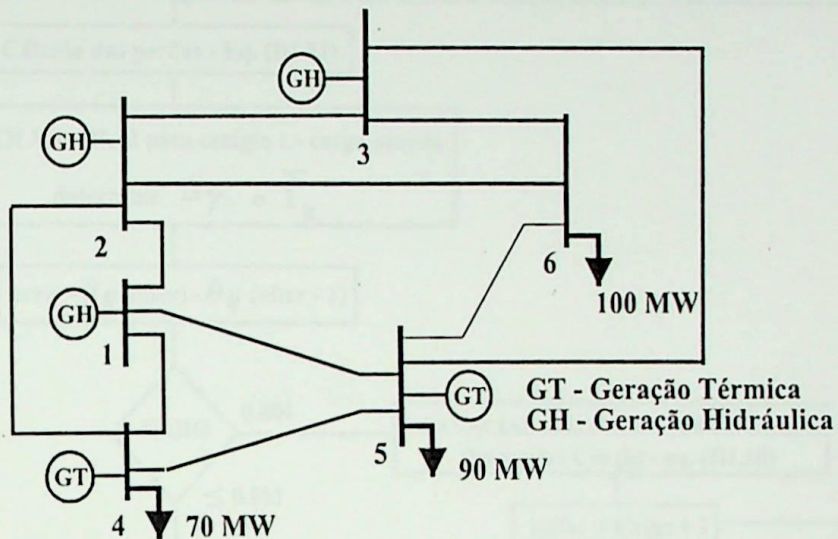


Figura III.11 - Sistema teste.

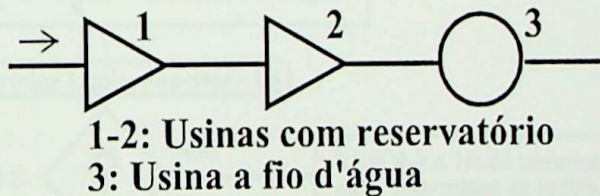


Figura III.12 - Configuração para o sistema teste.

A tabela III.6 mostra os dados para o sistema teste que serão usados para avaliar a alocação dos dispositivos FACTS. Os custos das gerações térmicas, das barras 4 e 5 que compõem o custo operacional, são 30 US\$/MWh e 40 US\$/MWh, respectivamente. A penalidade, pelo déficit de energia, é considerada 430 US\$/MWh [81].

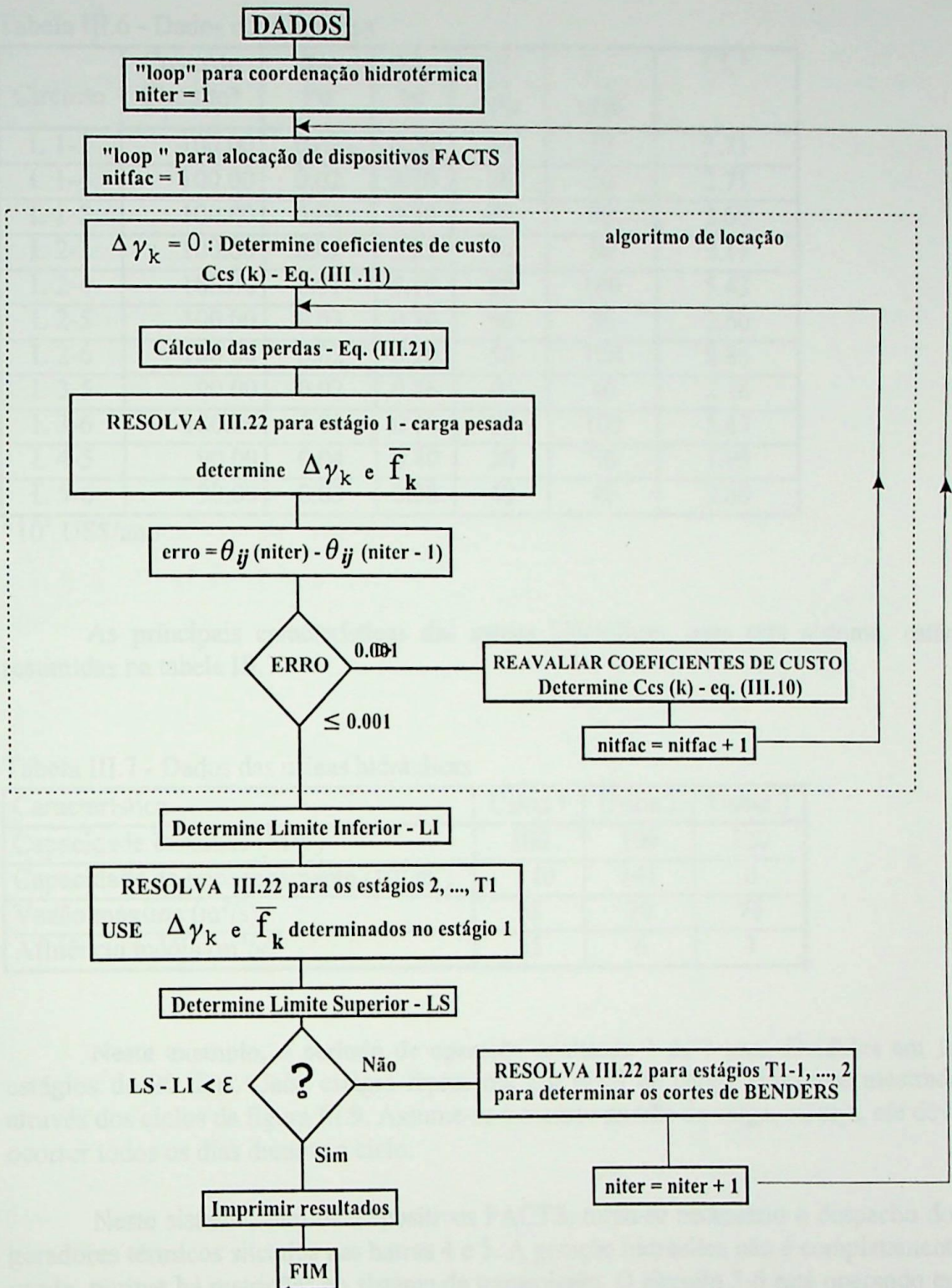


Figura III.10 - Alocação com Coordenação Hidrotérmica.

Tabela III.6 - Dados dos Circuitos

Circuito	Custo do Circuito*	$Rl_k$ Pu	$Xl_k$ pu	$\bar{f}_k^0$ MW	$\bar{f}_{t_k}$ MW	$CI_k^*$
L 1-2	100.00	0.02	0.20	50	50	2.71
L 1-4	100.00	0.02	0.20	50	50	2.71
L 1-5	100.00	0.03	0.30	40	50	2.60
L 2-3	100.00	0.02	0.25	40	50	2.17
L 2-4	180.00	0.01	0.10	80	100	5.43
L 2-5	100.00	0.03	0.30	40	50	2.60
L 2-6	180.00	0.02	0.20	50	100	8.86
L 3-5	90.00	0.02	0.26	40	40	2.26
L 3-6	180.00	0.01	0.10	60	100	5.43
L 4-5	90.00	0.04	0.40	30	30	1.95
L 5-6	90.00	0.03	0.30	40	40	2.60

\* $10^3$  US\$/ano

As principais características das usinas hidráulicas, para este sistema, estão resumidas na tabela III.7.

Tabela III.7 - Dados das usinas hidráulicas

Característica	Usina 1	Usina 2	Usina 3
Capacidade instalada (MW)	100	100	120
Capacidade de armazenamento ( $10^6$ m <sup>3</sup> )	140	141	0
Vazão máxima (m <sup>3</sup> /s)	68	70	76
Afluência média (m <sup>3</sup> /s)	35	6	4

Neste exemplo, o período de operação analisado é de 1 ano, divididos em 18 estágios de 20 dias. Cada estágio representa um nível de carga, conforme mostrado através dos ciclos da figura III.9. Assume-se o mesmo padrão de carga, ou seja, ele deve ocorrer todos os dias durante o ciclo.

Neste sistema, sem os dispositivos FACTS, torna-se necessário o despacho dos geradores térmicos situados nas barras 4 e 5. A geração hidráulica não é completamente usada, porque há restrições no sistema de transmissão. O circuito 3-6 está operando em seu limite de estabilidade ou tensão,  $\bar{f}_k^0$ . Esta condição representa a principal restrição ativa.

A tabela III.8 mostra os valores das perdas, do custo operacional (CO), do custo do equipamento (CE) e do custo total (CT) do sistema. Este custo total representa a soma do custo operacional com o custo do equipamento. A primeira linha da tabela III.8 mostra os resultados obtidos, quando nenhum equipamento é adicionado ao sistema. Este caso é considerado como caso base (CB).

A tabela III.8 também mostra os principais resultados quando um único tipo de equipamento é adicionado no sistema, sendo que esta adição é realizada de forma independente. Para a compensação série (CS), o método proposto seleciona a linha 3-6 com uma compensação de 11.7% ou um capacitor de 1.17 MVar. Para o defasador (DE), a linha 3-5 é escolhida. O ângulo de defasagem neste caso vale  $2.6^{\circ}$ . A razão para a mudança de linha de transmissão é devido ao alto custo do DE na linha 3-6. Adicionalmente, a alternativa tradicional de construir nova linha de transmissão (NL) é também considerada, nesta análise.

A compensação série na linha 3-6 produz a mais significativa redução no custo total (CT), indicado na quinta coluna. Este custo representa a soma dos componentes de custo da função objetivo. Não existe incentivo para instalar o defasador, porque o custo deste equipamento (CE) é maior do que o ganho obtido através da variação do custo operacional (CO). O CT para o defasador é maior do que o caso base (CB), porque o custo do equipamento é muito alto.

Tabela III.8 - CT para o sistema teste

Alternativa	Perdas MW	CO x 10 <sup>6</sup> US\$/ano	CE x 10 <sup>3</sup> US\$/ano	CT x 10 <sup>6</sup> US\$/ano
CB	1.53	1.82	-	1.820
CS: 3-6	1.58	1.22	36.20	1.256
DE: 3-5	1.55	1.21	1054.26	2.264
NL: 3-6	1.00	1.17	180.00	1.350
CS: 3-5	1.55	1.21	54.73	1.264

CB ⇒ Caso Base

NL: 3-6 ⇒ Nova Linha paralela a linha 3-6

CS: 3-6 ⇒ Compensação Série linha 3-6

CS: 3-5 ⇒ Compensação Série na linha 3-5

DE: 3-5 ⇒ Defasador na linha 3-5

Uma outra simulação é realizada, considerando-se que a linha 3-6 está operando no limite térmico. Como o fluxo de potência não pode aumentar nesta linha, o local para instalação da CS muda para a linha 3-5 (veja quinta linha da tabela III.8). Neste caso, o custo operacional reduz, mas o custo do equipamento (CE) aumenta. Isto confirma a importância de se considerar a variação de capacidade da linha, quando a CS é instalada. Entretanto, em ambos os casos (CS na linha 3-6 ou linha 3-5), a redução no custo com combustível é suficiente para pagar a CS.

A maior desvantagem de se usar uma seqüência de valores médios, para representar as aflúências é a obtenção de resultados otimistas [75]. Assim, torna-se necessário analisar a influência das incertezas associadas com as aflúências, no problema de alocação de dispositivos FACTS. A tabela III.9 mostra os resultados para uma seqüência de aflúência seca (SS), a qual representa 40% da seqüência média (SM) e, para uma seqüência úmida (SU), a qual é 60% maior do que a SM.

Tabela III.9 - Efeito das afluições

CASO	CO x 10 <sup>6</sup> US\$/ano	CE x 10 <sup>3</sup> US\$/ano	CT x 10 <sup>6</sup> US\$/ano
SS	3.12	15.82	3.133
SM	1.22	36.20	1.256
SU	0.48	61.05	0.549

Nesta tabela, é possível verificar que o grau de compensação altera de acordo com a seqüência de afluições. A localização da CS é a mesma para os três casos, isto é, linha 3-6. O melhor efeito da CS, no custo operacional, ocorre para o caso de SU. Note que a linha 3-6 conecta as usinas hidráulicas com a principal carga, portanto, a CS é mais efetiva quando existe abundância de água para ser turbinada. Baseado nos resultados da tabela III.9, é possível ponderar cada série em função da probabilidade de ocorrência de cada uma. Neste exemplo, assumiu-se as seguintes probabilidades: 0.25 para a SS, 0.5 para a SM e 0.25 para a SU. Nesta condição, uma compensação de 12.1% deve ser adotada. Lembre-se de que uma compensação de 11.7% foi determinada para uma seqüência de afluições médias, portanto, para alocação e cálculo dos dispositivos FACTS, neste sistema hidrotérmico, pode-se utilizar uma seqüência de afluição média.

Os resultados apresentados foram obtidos através da solução do problema de otimização (III.22). Cada caso foi simulado através do programa **CHFAC**, desenvolvido em FORTRAN, como parte deste trabalho. O comportamento do algoritmo de alocação proposto é mostrado na figura III.13, onde pode-se observar a boa convergência do método. A figura III.14 mostra as curvas de convergência para o algoritmo de coordenação hidrotérmica referentes aos limites superior (LS) e inferior (LI). Pode-se verificar nesta figura, que a inclusão da CS no processo de coordenação hidrotérmica aumenta o número de variáveis do problema, por isso, há um aumento do número de iterações neste processo.

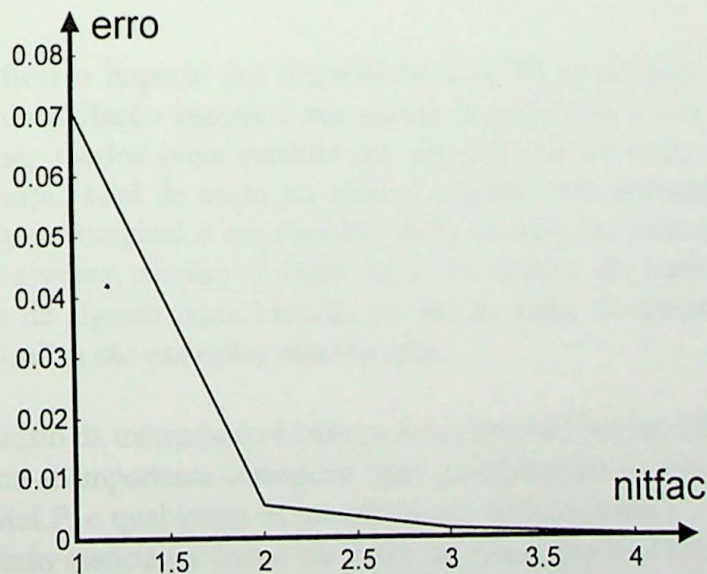


Figura III.13: Convergência do algoritmo de alocação.

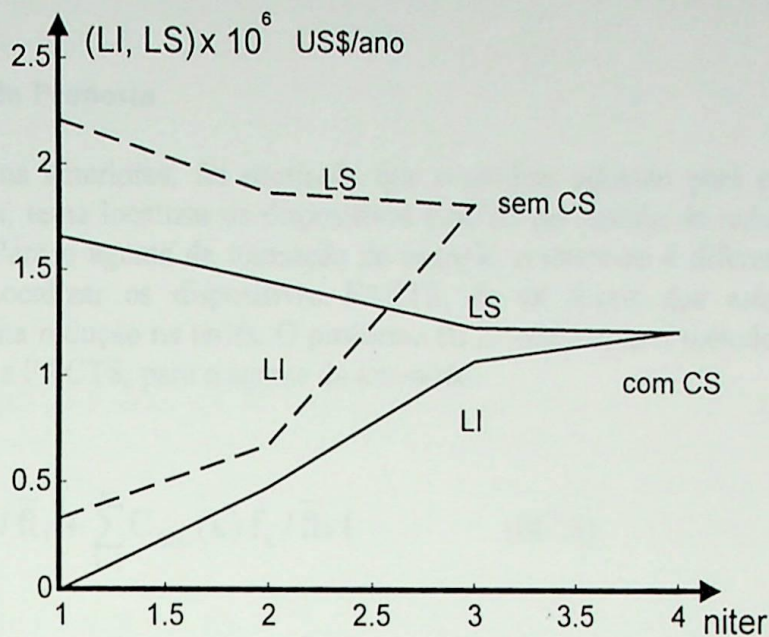


Figura III.14: Convergência do algoritmo para coordenação hidrotérmica.

### III.8 - ALOCAÇÃO DE FACTS EM AMBIENTE COMPETITIVO

A privatização do setor elétrico e a introdução de mecanismos de competição tem sido uma realidade em muitos países. Conforme visto no capítulo II, neste novo modelo, o agente da transação paga pelo uso do sistema de transmissão. A introdução de dispositivos FACTS, no sistema de transmissão, altera o fluxo na rede, portanto, modifica a tarifa de transporte do usuário. Esta mudança pode afetar cada usuário de maneira diferente e é dependente do método de tarifação adotado [82]. Portanto, torna-se necessário avaliar, também, a alocação dos dispositivos FACTS neste novo modelo do setor elétrico.

Para verificar o impacto dos dispositivos FACTS no encargo da transmissão, vários métodos de tarifação baseados nos custos incrementais e nos custos fixos do sistema podem ser usados (veja capítulo II). Os métodos de custo incremental são baseados na variação total de custo no sistema quando uma transação de pedágio é acomodada. O custo marginal é um exemplo desta técnica. Os métodos baseados nos custos fixos do sistema, alocam o custo total do sistema de transmissão entre os usuários, através de alguma regra baseada no uso da rede. Os métodos baseados no método do MW-milha são exemplos desta técnica.

Como o custo da transmissão é basicamente derivado dos investimentos feitos na transmissão, torna-se importante considerar estes investimentos no modelo de tarifação. O cálculo do CMA LP, o qual inclui os investimentos em transmissão, é muito complexo devido às incertezas associadas com o horizonte de planejamento. O método alternativo para o cálculo do CMA LP, descrito no Capítulo II e representado através da equação II.3, é usado neste trabalho, porque é fácil de adaptar no problema de alocação descrito



em III.12. Acrescenta-se o fato de que este método está sendo adotado para o caso brasileiro.

### III.8.1 - Modelo Proposto

Nos itens anteriores, foi mostrado que o modelo adotado para produtores de energia elétrica, tenta localizar os dispositivos FACTS no sentido de reduzir os custos operacionais. Para o agente da transação de energia, o interesse é diferente, pois este agente tenta localizar os dispositivos FACTS, de tal forma que esta localização proporcione uma redução na tarifa. O problema III.23 representa o método de alocação dos dispositivos FACTS, para o agente da transação.

$$\text{Min} \left[ \sum_{j=1}^{nl} c_j f_j / \bar{f}_j + \sum_{k=1}^m C_{\text{facts}}(k) f_k / \bar{f}_k \right] \quad (\text{III.23})$$

s. a.

$$\mathbf{B} \theta + \Delta \mathbf{B} \theta' = \mathbf{R} \mathbf{u} \quad (\text{III.23.1})$$

$$\bar{f}_k \gamma_k^0 - \bar{f}_k^0 \Delta \gamma_k = \bar{f}_k^0 \gamma_k^0 \quad k = 1, \dots, m \quad (\text{III.23.2})$$

$$-\bar{\mathbf{F}} \leq \mathbf{F} \leq \bar{\mathbf{F}} \quad (\text{III.23.3})$$

$$0 \leq \Delta \gamma_k \leq \bar{\Delta \gamma}_k \quad (\text{III.23.4})$$

onde:

$nl$  representa o número de circuitos do sistema.

$m$  é o número de linhas candidatas a receber o dispositivo FACTS.

$c_j$  custo do circuito  $j$ .

$f_j$  é o fluxo no circuito  $j$  devido a transação do agente.

$\mathbf{R} \mathbf{u}$  vetor representando as transações de pedágio - padrão geração/carga da transação  $u$ . Em outras palavras, este vetor contém o valor da potência injetada na barra  $i$  (valor positivo) e retirada na barra  $n$  (mesmo valor injetado, mas com sinal negativo). Os demais elementos são nulos. A dimensão deste vetor é  $(nb \times 1)$ , onde  $nb$  é o número de barras do sistema.

Os outros vetores e matrizes foram definidos nos itens anteriores.

A função objetivo, deste problema de otimização, representa a renda da transmissão baseada na capacidade do uso da rede. Este termo é similar ao usado no método original do MW-milha [56]. A vantagem é que, neste caso, a variável dual da restrição (III.23.1) pode ser interpretada como o CMLP de cada barra.

Observa-se, através do problema (III.23), que os dispositivos FACTS são alocados, a fim de atrair o fluxo para os circuitos de menor custo, portanto, reduzindo a tarifa de um determinado agente  $u$ . Esta localização definida por III.23 poderá não coincidir com o local determinado pelo objetivo de custo operacional mínimo. Este aumento de complexidade no processo de alocação de FACTS é característico deste novo ambiente competitivo. *A análise desta alocação, neste ambiente competitivo, constitui-se em mais uma contribuição deste trabalho [83, 84].*

### III.8.2 – Exemplo 3

Esta seção apresenta um exemplo simples para ilustrar a principal questão do problema de alocação dos dispositivos FACTS e a influência do preço da transmissão. Nas análises seguintes, é considerado somente a compensação série, porque o custo do defasador é muito alto, não havendo portanto, incentivo para a sua aplicação.

O exemplo descrito na figura III.15 tem algumas características, as quais tornam a análise menos complexa. Neste sistema, existem dois geradores G1 e G2 os quais alimentam uma carga de 7 MW na barra 2. Esta barra está conectada à barra 1 através de três linhas de transmissão (L1, L2 e L3). O custo operacional do gerador G1 é menor do que o custo operacional do gerador G2. Portanto, os produtores de energia representados através dos geradores, têm por objetivo utilizar a máxima capacidade do gerador G1 de menor custo. Adicionalmente, este sistema acomoda uma transação de pedágio de 5 MW da barra 1 para a barra 2 (veja figura III.15).

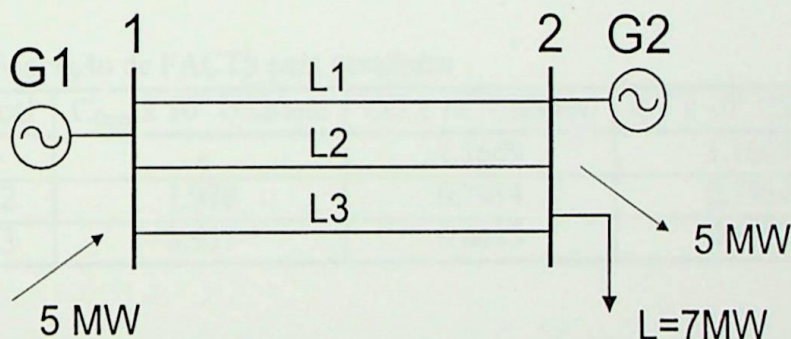


Figura III.15 - Exemplo Simples.

A tabela III.10 mostra os custos e limites para os geradores e também para as linhas de transmissão. Estes dados são referentes ao sistema representado na figura III.15. É incluído na tabela, os valores das reatâncias das linhas. Embora este exemplo apresente parâmetros não usuais para as reatâncias, custos e limites das linhas, ele permite uma análise intuitiva do problema real de alocação.

Este sistema exemplo foi selecionado porque ele proporciona uma facilidade adicional para uma análise do problema de alocação, quando diferentes interesses estão em jogo. Neste sistema, tem-se de um lado os produtores independentes de energia, os quais querem reduzir seus custos operacionais. Por outro lado, o agente da transação

deseja reduzir a tarifa de transmissão. Os geradores remotos são de menor custo que os geradores que estão próximos aos centros de consumo, isto geralmente ocorre no sistema real.

Tabela III.10 - Dados para o exemplo simples

Equipamento	Limites MW	Reatância pu - $\Omega$	Custo x $10^3$ US\$/ano
G1	10	-	10*
G2	10	-	30*
L1	4	0.5	15
L2	5	0.7	5
L3	5	1.0	10

\* US\$/MWh

A tabela III.11 mostra os resultados referentes aos interesses dos produtores de energia, ou seja, é apresentado o local da compensação e custo total (CT). Este custo representa a soma do CO com o custo da CS (Cfacts), todos mostrados na tabela. Estes resultados foram obtidos através da solução do problema (III.12). A tabela apresenta um “ranking” com as melhores opções para os produtores (reduzir o CO e o investimento na compensação). A primeira linha da tabela III.11 mostra o custo operacional (CO) sem a aplicação dos dispositivos FACTS, a qual representa o caso base (CB). Sem a inclusão da CS, a linha-1 (L1) está operando no limite térmico, e isto implica que as outras linhas não podem aumentar seus fluxos. Esta restrição impede o total uso do gerador G1 de menor custo.

Tabela III.11 - Alocação de FACTS para geradores

Comp %	Local	C <sub>facts</sub> x $10^3$ US\$/ano	CO x $10^6$ US\$/ano	CT x $10^6$ US\$/ano
CB	-	-	1.1669	1.1669
43	L2	1.978	0.7914	0.7934
60	L3	3.957	0.6413	0.6452

O melhor pagamento (“pay-off” - PO) para o agente da geração (AG) é a diferença entre o caso com a CS localizada na linha L3 e o caso sem a CS, ou seja, o caso base (CB). Então:

$$PO(AG)_{L3} = 1.1669 \times 10^6 - 0.6413 \times 10^6 = 0.5256 \times 10^6 \text{ US$/ano}$$

e o pagamento para a CS localizada na linha L2, vale:

$$PO(AG)_{L2} = 1.1669 \times 10^6 - 0.7914 \times 10^6 = 0.3755 \times 10^6 \text{ US$/ano}$$

O objetivo do agente da transação é minimizar a tarifa através da utilização dos circuitos de menor custo. Isto pode ser obtido pela correta localização da CS no sistema de transmissão. O algoritmo, desenvolvido para solucionar o problema de otimização (III.23), representa a ferramenta para encontrar a melhor alternativa para este agente. Desta forma, é possível construir um “ranking” com as melhores opções para o agente da transação, tal como foi feito para os geradores.

A tabela III.12 mostra os principais resultados, quando a CS é adicionada no sistema para reduzir a tarifa. A terceira coluna da tabela mostra a tarifa paga pelo agente. Para simplificar a análise, considera-se a mesma quantia de compensação determinada para os geradores.

Tabela III.12 - Alocação de FACTS para o agente da transação

Comp %	Local	Tarifa x 10 <sup>3</sup> US\$/ano
CB	-	12.346
43	L2	11.005
60	L3	11.921

Analogamente ao caso de otimização para os produtores de energia, pode-se determinar o melhor pagamento (“pay-off” – PO) para o agente da transação (AT). Isto ocorre, quando a CS está localizada na linha L2:

$$PO(AT)_{L2} = 12.346 \times 10^3 - 11.005 \times 10^3 = 1.340 \times 10^3 \text{ US\$/ano}$$

e se a CS é localizada na linha L3, o “pay-off” vale:

$$PO(AT)_{L3} = 12.346 \times 10^3 - 11.921 \times 10^3 = 0.425 \times 10^3 \text{ US\$/ano}$$

Observa-se através das tabelas III.11 e III.12 que a localização da CS não coincide, isto é, a linha L3 para o agente da geração e a linha L2 para o agente da transação. Portanto, torna-se necessário uma análise adicional de custos para se definir a melhor localização da CS.

O agente da transação e o agente da geração têm diferentes estratégias e ambos desejam vencer o jogo. Cada estratégia é representada através do processo de otimização dos problemas (III.12) e (III.23). As tabelas anteriores mostram o valor extremo da matriz de pagamento [85], que permitiu avaliar o melhor pagamento para cada agente.

Definindo a renda combinada dos agentes, devido a adição da CS na linha  $k$  ( $RC_k$ ), como:

$$RC_k = PO(AG)_k + PO(AT)_k - C_{facts}_k \quad (III.24)$$

Tem-se, então, para a CS na linha L2:

$$RC_{L2} = PO(AG)_{L2} + PO(AT)_{L2} - C_{facts_{L2}} = 374.862 \times 10^3 \text{ US\$/ano}$$

E para a CS na linha L3, obtém-se:

$$RC_{L3} = PO(AG)_{L3} + PO(AT)_{L3} - C_{facts_{L3}} = 522.068 \times 10^3 \text{ US\$/ano}$$

Usando-se uma abordagem combinada, a melhor localização para a CS é na linha L3. Observa-se que a maior parcela da renda combinada (RC) é fornecida através da localização indicada para os geradores, isto porque, a redução no custo operacional é maior que a redução na tarifa.

O próximo passo é adotar uma forma de rateio desta renda entre os agentes. Adota-se, neste trabalho, o método de proporcionalidade, ou seja:

$$PR(i) = \frac{PO(i)}{\sum_j PO(j)} \times RC \quad (III.25)$$

onde:

PR(i) Parcela da renda para o agente i.

PO(i) Pay-off para o agente i.

RC Melhor renda combinada.

Aplicando-se (III.25) para o agente da geração e para o agente da transação, obtém-se:

$$PR(AG) = 521.647 \times 10^3 \text{ US\$/ano}$$

$$PR(AT) = 0.422 \times 10^3 \text{ US\$/ano}$$

Estes procedimentos de alocação de FACTS em um ambiente competitivo e a forma de rateio proposta, mostram que o custo do serviço da transmissão tem pouca influência na localização dos dispositivos FACTS. No capítulo IV será apresentada uma análise complementar, utilizando-se um sistema real, para verificar a influência da transação de pedágio na localização dos dispositivos FACTS.

### III.9 – CONCLUSÕES

Este capítulo mostrou as ferramentas existentes e suas limitações para tratar a nova tecnologia de tiristores aplicada a sistemas elétricos de potência. Dentro deste contexto, foi proposto um método para representar os dispositivos FACTS, no caso, compensador série e defasador em um modelo linear de fluxo de potência ótimo. Através deste modelo, foi possível determinar a melhor localização dos equipamentos no sistema elétrico. Para tanto, foram desenvolvidos algoritmos especializados que possibilitaram incluir, no método de alocação, as perdas no sistema e o aumento de capacidade das linhas. Esta localização proporcionou a maior redução no custo operacional e o menor investimento no equipamento.

Em outra parte do capítulo, foi realizada uma expansão dos métodos de alocação propostos para compensação série e defasador. O objetivo desta extensão foi incorporar o efeito do longo prazo na operação do sistema. Neste novo modelo, foi utilizado programação dinâmica dual, onde a característica da carga e as perdas no sistema foram incluídas. O capítulo mostrou também, um método de alocação de dispositivos FACTS em um ambiente competitivo, onde a expansão do sistema tende a ser analisada com maior rigor. Neste sentido foram analisados, através de um exemplo simples, os interesses dos usuários do sistema de transmissão, onde foi proposta uma forma de rateio dos benefícios obtidos com a nova tecnologia FACTS.

Finalmente foi observado, através dos casos analisados, que o custo do defasador é muito superior ao custo da compensação série, por isso a CS mostrou ser a melhor alternativa para controle de fluxo de potência ativa. Com os resultados das simulações, foi observado a influência do aumento da capacidade da linha na localização da CS. Adicionalmente, observou-se um aumento das perdas quando os dispositivos FACTS foram instalados, mas os ganhos, com tais equipamentos aplicados ao sistema, superaram o incremento de perdas.

## CAPÍTULO IV

### ESTUDO DE CASOS

#### IV.1 – INTRODUÇÃO

Este capítulo é dedicado a uma análise complementar dos exemplos apresentados no capítulo anterior. Neste sentido, os métodos propostos para alocação da compensação série e do defasador são testados utilizando-se o sistema IEEE 14 barras [86] e um sistema equivalente da região Sul do Brasil. Neste último exemplo, onde predomina a geração hidráulica, será incluído a coordenação hidrotérmica. Com base no novo ambiente econômico para o setor elétrico, onde o livre acesso à rede de transmissão tem se tornado muito comum, algumas transações de pedágio são incluídas na análise, para verificar o impacto na localização dos dispositivos FACTS.

Uma outra análise abordada neste capítulo é a questão do aumento das perdas no sistema, quando os dispositivos FACTS são incluídos. Em todos os exemplos analisados, ocorreu um aumento das perdas. Portanto, torna-se necessário uma análise criteriosa deste assunto.

#### IV.2 - SISTEMA IEEE 14 BARRAS

Os conceitos apresentados no capítulo anterior serão preliminarmente testados no sistema IEEE-14, cuja topologia é mostrada na figura IV.1. Neste sistema, apenas dois geradores térmicos alimentam as cargas distribuídas nas outras barras. O custo, pelo não suprimento de energia para as cargas, é também considerado. Para tanto, assume-se que cada barra tem uma geração térmica com custo operacional igual ao custo do déficit. Para avaliar o impacto dos dispositivos FACTS na tarifa de pedágio, é adicionada uma transação de 15 MW da barra 1 para a barra 4.

A tabela IV.1 mostra os valores das cargas para cada barra do sistema. A carga é considerada constante, durante 24 horas por dia.

Tabela IV.1 - Dados das barras

Barra	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Carga (MW)	0	21.7	94.2	47.8	7.6	11.2	0	0	30	9	3.5	6.1	13.5	14.9

A tabela IV.2 mostra os dados para os circuitos deste sistema. Os valores apresentados são referentes à resistência (Rl) e à reatância (Xl) do circuito.

Tabela IV.2 - Dados das linhas

Num. Linha	Barra Partida	Barra Chegada	Rl (pu- $\Omega$ )	Xl (pu- $\Omega$ )
1	1	2	0.01938	0.05917
2	1	5	0.05403	0.22304
3	2	3	0.04699	0.19797
4	2	4	0.05811	0.17632
5	2	5	0.05695	0.17388
6	3	4	0.06701	0.17103
7	4	5	0.01335	0.04211
8	4	7	0	0.20912
9	4	9	0	0.55618
10	5	6	0	0.25202
11	6	11	0.09498	0.19890
12	6	12	0.12291	0.25581
13	6	13	0.06615	0.13027
14	7	8	0	0.17615
15	7	9	0	0.11001
16	9	10	0.03181	0.08450
17	9	14	0.12711	0.27038
18	10	11	0.08205	0.19207
19	12	13	0.22092	0.19988
20	13	14	0.17093	0.34802

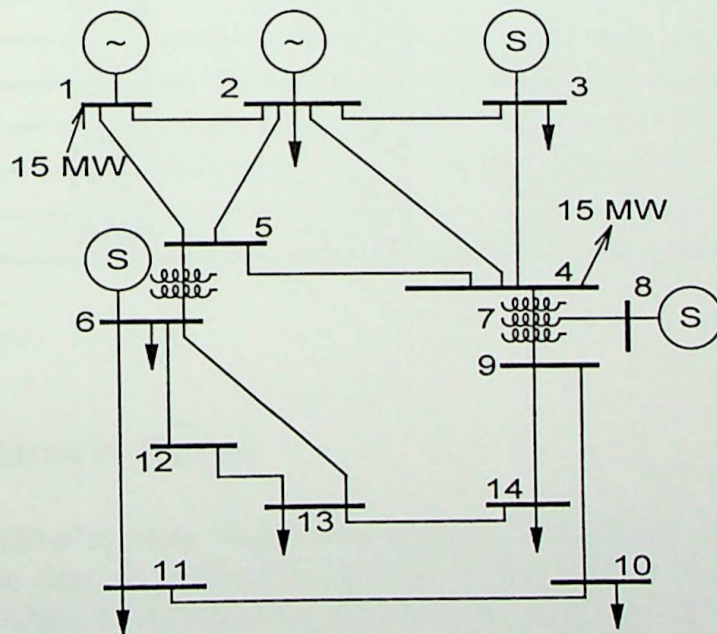


Figura IV.1 - Sistema IEEE 14 barras.

Para que as simulações e análises sejam realizadas, são considerados os dados adicionais da tabela IV.3. Esta tabela apresenta os custos adotados para as gerações térmicas e para os circuitos, estes valores são adotados com base na referência [87]. Adicionalmente, apresenta-se os valores adotados para limites de estabilidade/tensão ( $\bar{f}_k^0$ ), limites térmicos ( $\bar{f}_{t_k}$ ) e o custo de instalação dos dispositivos FACTS ( $CI_k$ ). Os custos de instalação dos dispositivos FACTS são adotados com base na potência da linha, conforme foi considerado no exemplo III.1.

Tabela IV.3 - Dados adicionais

Item	Custo - $10^3 \times \text{US\$/ano}$	$\bar{f}_k^0$ - MW	$\bar{f}_{t_k}$ - MW	$CI_k - 10^3 \times \text{US\$/ano}$
GER-1	10*	500.0	500.0	-
GER-2	20*	50.0	50.0	-
L 1-2	350,20	210.0	210.0	6.88
L 1-5	180,00	75.0	100.0	5.88
L 2-3	215,00	100.0	100.0	5.22
L 2-4	215,00	100.0	100.0	4.65
L 2-5	215,00	100.0	100.0	4.58
L 3-4	215,00	100.0	100.0	4.51
L 4-5	328,00	250.0	250.0	6.94
L 4-7	142,00	50.0	50.0	1.37
L 4-9	136,00	25.0	25.0	0.91
L 5-6	185,00	50.0	50.0	1.66
L 6-11	179,00	55.0	55.0	1.58
L 6-12	168,00	50.0	50.0	1.68
L 6-13	108,00	100.0	100.0	3.43
L 7-8	136,00	100.0	100.0	4.64
L 7-9	110,00	100.0	100.0	2.90
L 9-10	136,00	150.0	150.0	5.01
L 9-14	111,00	60.0	60.0	2.56
L 10-11	100,00	100.0	100.0	5.06
L 12-13	123,00	100.0	100.0	5.27
L 13-14	121,00	50.0	50.0	2.29

\* US\$/MWh

#### IV.2.1 – O Problema de Alocação

A operação ótima deste sistema sem a adição dos dispositivos FACTS, apresenta uma restrição ao fluxo de potência na linha 1-2, porque a linha 1-5 está operando no limite de estabilidade. Desta forma, o gerador de menor custo,  $G_1$ , não pode aumentar a sua geração. A primeira linha da tabela IV.4 mostra o valor do custo operacional (CO) para esta condição de operação, a qual representa o caso base.

A tabela IV.4 mostra os principais resultados obtidos através da solução do problema III.22, para a alocação da compensação série e para a alocação do defasador, sem considerar nenhuma transação. Para comparar as alternativas, além da compensação série (CS) e defasador (DE), é também adicionado na tabela os resultados referentes à inclusão de uma nova linha (NL) paralela à linha 1-5. Dos resultados obtidos, observa-se que a compensação série na linha 1-5 (adição de 1.3 MVAR ou uma compensação de 8.67%) produz a mais significativa redução no custo total (CT). Este custo representa a soma do custo operacional (CO), com o custo do elemento (CE) adicionado no sistema. A linha 1-5 mostra ser a linha mais promissora para instalação da compensação série. Não existe incentivo para instalação do defasador, porque o seu custo é maior que o ganho obtido através da variação do custo operacional. O CT para o defasador é maior do que o caso base, porque o custo do equipamento é alto.

Nas simulações realizadas, o custo anual adotado para os dispositivos FACTS representa uma amortização de 5 anos. O tempo de amortização utilizado para as linhas de transmissão é de 25 anos. Mesmo com esta consideração não favorável aos FACTS, a CS mostrou ser uma opção mais atrativa do que construir uma nova linha de transmissão.

Tabela IV.4 - CT para o caso sem a transação

Alternativa	CO x 10 <sup>6</sup> US\$/ano	CE x 10 <sup>3</sup> US\$/ano	CT x 10 <sup>6</sup> US\$/ano
Caso Base	24.23	0	24.23
CS em 1-5	22.73	28.74	22.76
DE em 1-5	22.73	1652.50	24.38
NL em 1-5	22.73	180.00	22.91

Uma outra simulação é feita adicionando-se uma transação de 15 MW da barra 1 para a barra 14. Os resultados desta análise estão resumidos na tabela IV.5. Estes resultados foram obtidos através da solução do problema de otimização III.22, para a CS e para o DE, ou seja, a alocação do equipamento é realizada com o objetivo de reduzir os custos operacionais e não com o objetivo de reduzir a tarifa da transação.

Comparando-se os resultados da tabela IV.4 (sem transação), com os resultados da tabela IV.5 (com a transação de 15 MW), pode-se avaliar o impacto da transação na operação do sistema. Alguns destes aspectos podem ser observados:

- A transação aumentou o custo operacional para o caso base. Isto ocorre porque a transação é realizada no mesmo sentido do fluxo principal do sistema. Portanto, no sentido de sobrecarregar o sistema.
- A transação aumentou o montante da compensação série, necessária para reduzir o custo operacional do sistema.

- A CS continua sendo a melhor opção para otimização do sistema. No caso com a transação, a inclusão do defasador é também uma boa alternativa, comparada com o caso base (CB-15MW).
- Os resultados para a CS são melhores do que os resultados obtidos quando é escolhida a construção de um nova linha de transmissão. Isto ocorre, mesmo quando a nova linha é adicionada em paralelo com a linha selecionada para a CS. Há de se destacar, que a nova linha (NL) tem um período de amortização de 25 anos, enquanto que para a CS foi considerado um período de 5 anos.

Tabela IV.5 - CT para o caso com a transação

Alternativa	CO x 10 <sup>6</sup> US\$/ano	CE x 10 <sup>3</sup> US\$/ano	CT x 10 <sup>6</sup> US\$/ano
CB -15 MW	26.93	0	26.93
CS: 1-5	22.73	92.80	22.82
DE: 1-5	22.73	1652.50	24.38
NL:1-5	22.73	180.00	22.91

Pode-se observar através dos resultados da tabela IV.5, que a inclusão da CS permite manter reduzidos os custos operacionais do sistema, mesmo quando a transação é incluída. Neste caso, há uma redução no CT em torno de 4 milhões US\$/ano. Por isso, deve haver alguma forma de rateio deste benefício, entre os usuários da rede. No capítulo III foi mostrado, através do exemplo III.3, um modelo para o rateio deste benefício.

Outros aspectos da compensação série podem ser observados através da figura IV.2. Esta figura representa o comportamento do custo operacional (CO), em relação ao grau de compensação da linha (%). Estes resultados foram obtidos usando-se uma compensação na linha 1-5 do sistema IEEE 14 barras. Alguns pontos desta figura podem ser destacados:

- **Ponto A** - representa a condição básica de operação (sem CS). A partir deste ponto, o CO reduz, com o aumento do grau de compensação na linha de transmissão.
- **Ponto B** - é o ponto ótimo determinado através da solução do problema de alocação e cálculo da CS (III.22). Neste ponto, obtém-se o mínimo CO, através da inclusão da CS de menor custo.
- **Ramo B-C** - indica que não há sensibilidade entre o custo operacional e o grau de compensação da linha, portanto, ocorre uma saturação na linha. Isto mostra que a CS pode ser maior do que o valor determinado, para reduzir os custos operacionais (ponto B). Esta situação pode ocorrer, por exemplo, para resolver problemas de tensão.

- **Ramo C-D** – a partir do ponto C, o CO apresenta comportamento inverso em relação a CS, ou seja, o CO aumenta com o grau de compensação. Portanto, o ponto C representa o ponto de limite de compensação.

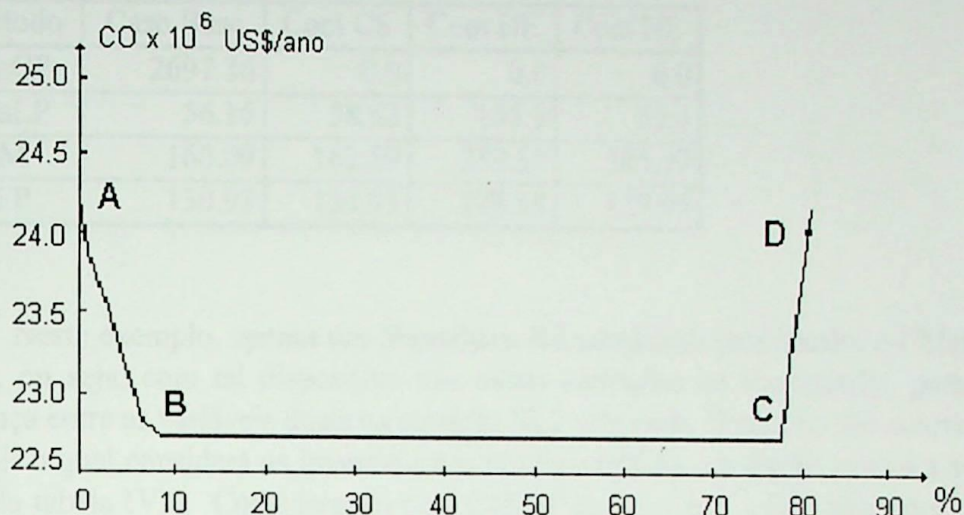


Figura IV.2 - Comportamento do CO em relação a CS na linha 1-5.

#### IV.2.2 - Impacto na Tarifa

Determinados a localização e o dimensionamento dos dispositivos FACTS, no sentido de satisfazer a função objetivo do problema (III.22), torna-se importante identificar as conseqüências para os usuários da rede. Devido a tendência de competição no setor elétrico, a introdução dos dispositivos FACTS no sistema de transmissão altera o preço de transporte da transação. Esta mudança pode afetar cada usuário da rede de diferentes maneiras e é dependente do método de tarifação adotado.

Para obter o impacto dos dispositivos FACTS no preço da transmissão, vários métodos de tarifação são utilizados, envolvendo os custos incrementais e os custos do sistema existente. Os métodos incrementais utilizados são: Custo Marginal de Curto Prazo (CMA<sub>CP</sub>) e o Custo Marginal de Longo Prazo (CMA<sub>LP</sub>). São utilizados os seguintes métodos, baseados no custo fixo do sistema de transmissão: Método do Módulo (MM) e Método do Fluxo Positivo (MFP). Todos estes métodos foram descritos no capítulo II.

A tabela IV.6 mostra o preço anual da transmissão para a transação de 15 MW. Estas tarifas foram calculadas usando-se os métodos CMA<sub>CP</sub>, CMA<sub>LP</sub>, MM e MFP. Os seguintes casos são mostrados na tabela:

- **Caso Base.** Neste caso, o sistema opera sem a inclusão de qualquer equipamento.

- Com a inclusão da CS, DE e NL da barra 1 para a barra 5. Nestes casos, o custo do equipamento é adicionado ao custo da linha 1-5 existente.

Tabela IV.6 - Custo Total da Transação(x10<sup>3</sup>US\$ / ano)

Método	Caso Base	Com CS	Com DE	Com NL
CMaCP	2697.36	0.0	0.0	0.0
CMaLP	56.16	58.62	155.9	55.4
MM	160.09	162.59	259.37	165.57
MFP	130.93	134.93	228.38	139.65

Neste exemplo, apenas um dispositivo foi necessário para igualar o CMaCP nas barras, ou seja, com tal dispositivo não existe restrições na transmissão, portanto, a diferença entre as variáveis duais na equação III.2 vale zero. O mesmo não ocorre com o CMaLP o qual considera os investimentos em transmissão, conforme mostra a segunda linha da tabela IV.6. Considerando-se o CMaLP para a CS e o DE, observa-se que há um aumento na tarifa, mas para a NL a tarifa diminui em relação ao caso base. Esta menor tarifa para a NL é causada através de uma significativa variação nos fluxos do circuito. Para os métodos MM e MFP, a tarifa aumenta em relação ao caso base, mesmo quando a NL é incluída. Para estes métodos, a CS produz menor tarifa do que a inclusão de uma nova linha. A tarifa para o defasador representa a maior quantia para os métodos CMaLP, MM e MFP. Isto ocorre porque o custo do equipamento é alto. Portanto, não há incentivo do agente da transação para aplicação deste dispositivo.

A análise simultânea das tabelas IV.5 e IV.6 mostra que a CS é a melhor opção para o produtor independente de energia, porque ela impõe uma redução de custos da ordem de 4 milhões US\$/ano (tabela IV.5). Entretanto, o usuário do sistema de transmissão tem que pagar uma quantia adicional em torno de 4 mil US\$/ano (tabela IV.6), devido a inclusão da CS. Este fato mostra que o impacto na tarifa deve render-se diante da redução de custos operacionais obtidos com os investimentos no sistema de transmissão. É importante notar que o método de alocação dos dispositivos FACTS, coloca o equipamento em um lugar no sistema, de tal modo que existe um compromisso com o investimento no sistema e com o custo operacional.

### IV.2.3 – O Problema das perdas

Quando se opera um sistema de potência, com auxílio de programas de fluxo de potência ótimo, visando minimizar as perdas, pode-se obter uma redução significativa nas perdas totais. Os exemplos analisados no capítulo III apresentaram como resultado um aumento das perdas no sistema. A questão que pode surgir é: se as perdas totais aumentam, a geração total também aumenta, para suprir esta perda. Então, porque o custo operacional diminuiu? Outro aspecto importante é determinar a real contribuição dos dispositivos FACTS no acréscimo das perdas. Portanto, torna-se necessário

esclarecer estes pontos. Para tanto, este item apresenta uma análise das perdas, quando a compensação série é adicionada no sistema.

Para realizar estas análises, utiliza-se o sistema IEEE 14 barras. Para simplificar a análise, a CS será incluída apenas na linha 1-5. Uma outra simplificação adotada, é considerar que não há imposição de limites para os geradores e circuitos.

A tabela IV.7 mostra os despachos dos geradores  $G_1$  e  $G_2$ , as perdas totais no sistema e a perda na linha 1-5. Todos estes resultados foram obtidos para operação do sistema *sem* a CS. O objetivo dos resultados é mostrar o impacto do despacho de carga nas perdas. Para tanto, os seguintes casos são analisados:

- O sistema está operando em um ponto intermediário. Este despacho representa o caso base da tabela IV.4. Nesta análise de perdas, este caso é representado por (1-S) na tabela IV.7 e será considerado a referência para as outras situações operacionais.
- No caso do gerador 1 ser usado totalmente para atender a demanda (caso 2-S da tabela IV.7), ou seja, o custo de produção do gerador 1 é menor do que o custo de produção do gerador 2, ocorre um aumento de cerca de 14% nas perdas totais e nas perdas da linha 1-5, em relação ao caso (1-S). Isto mostra que as perdas no sistema são bastante sensíveis em relação à variação de despacho.
- No caso do gerador 2 ser usado totalmente para atender a demanda (caso 3-S da tabela IV.7), ou seja, o custo de produção do gerador 2 é menor do que o custo de produção do gerador 1, ocorre uma redução significativa nas perdas, cerca de 35% para as perdas totais e cerca de 75% para as perdas na linha 1-5 em relação ao caso (1-S). Pode-se observar que o despacho considerado neste caso, minimizou as perdas. Estes resultados confirmam, mais uma vez, a alta sensibilidade das perdas em relação ao despacho.

Outras simulações são realizadas com este sistema. Considera-se nestas simulações as mesmas condições anteriores, entretanto, é acrescentado uma CS na linha 1-5. Esta compensação é equivalente ao caso analisado na tabela IV.4. Com estes procedimentos, pode-se observar o impacto da CS nas perdas do sistema.

A tabela IV.8 mostra os resultados dos casos simulados. Os despachos de carga, nestes casos, correspondem aos despachos do caso anterior. Isto é adotado para facilitar a comparação de resultados.

Observando-se simultaneamente os correspondentes casos das tabelas IV.7 e IV.8, tem-se que a compensação série aumenta as perdas na linha onde é instalada, devido ao acréscimo de fluxo nesta linha. Em conseqüência, o fluxo diminui nas outras linhas podendo compensar as perdas totais como ocorreu nos três casos analisados.

Tabela IV.7 - Perdas para operação *sem* CS

Caso	PG <sub>1</sub> - MW	PG <sub>2</sub> - MW	Perdas totais - MW	Perdas Linha 1-5 (MW)
1-S	240.6	32.33	13.44	2.87
2-S	274.8	0.0	15.38	3.30
3-S	0.0	268.23	8.73	0.67

Tabela IV.8 - Perdas para operação *com* CS

Caso	PG <sub>1</sub> - MW	PG <sub>2</sub> - MW	Perdas totais - MW	Perdas Linha 1-5 (MW)
1-C	240.4	32.33	13.25	3.43
2-C	274.6	0.0	15.17	3.95
3-C	0.0	268.20	8.70	0.80

Finalmente, pode-se observar dos resultados anteriores que, através da inclusão da CS no sistema, alguma restrição da rede de transmissão é relaxada, isto proporciona uma nova possibilidade de operação do sistema, ou seja, é possível utilizar um novo despacho para os geradores na busca do mínimo custo operacional. É importante observar que apesar da função objetivo não ser a de minimizar as perdas, este problema está indiretamente incorporado ao problema de minimizar o custo operacional.

### IV.3 – SISTEMA DA REGIÃO SUL DO BRASIL

O sistema elétrico equivalente da região Sul do Brasil é utilizado para testar os conceitos introduzidos neste trabalho. A região Sul do Brasil é um bom exemplo, pois 30% da energia consumida nesta região é proveniente de centrais térmicas, diferenciando da característica padrão do sistema elétrico brasileiro com predomínio de centrais hidráulicas.

O sistema é apresentado na figura IV.3, o qual tem 16 geradores, 54 barras e 84 circuitos. Neste sistema, cerca de 70% da geração provém de recursos hidráulicos (GH) e o restante da energia é gerada através das usinas térmicas (GT). Na barra 14 existe uma interligação com a rede de 750 kV de Itaipu através do transformador 500/750KV de Ivaiporã. Este transformador interliga os sistemas da região Sul e Sudeste do Brasil.

Neste estudo, é considerado uma única condição de hidrologia, ou seja, uma seqüência de aflúências médias. A figura IV.4 mostra os principais rios da região e as configurações em cascata das usinas hidráulicas. A tabela IV.9 mostra os principais dados para as usinas hidráulicas deste sistema.

A carga, para este sistema, é representada através da característica de carga mostrada na figura III.9. São adotados 6 estágios de 60 dias para representar um ciclo de carga. Neste caso, é assumido que o mesmo padrão de carga ocorre todos os dias, durante o período em análise. O custo, pelo não fornecimento de energia para as cargas, é também considerado na função objetivo do problema de otimização (III.22). Isto é feito assumindo-se que cada barra tem uma geração térmica com custo igual ao custo do déficit. Neste trabalho, tem sido adotado 430 US\$/MWh [81] para o valor do custo do déficit ou custo de não fornecimento.

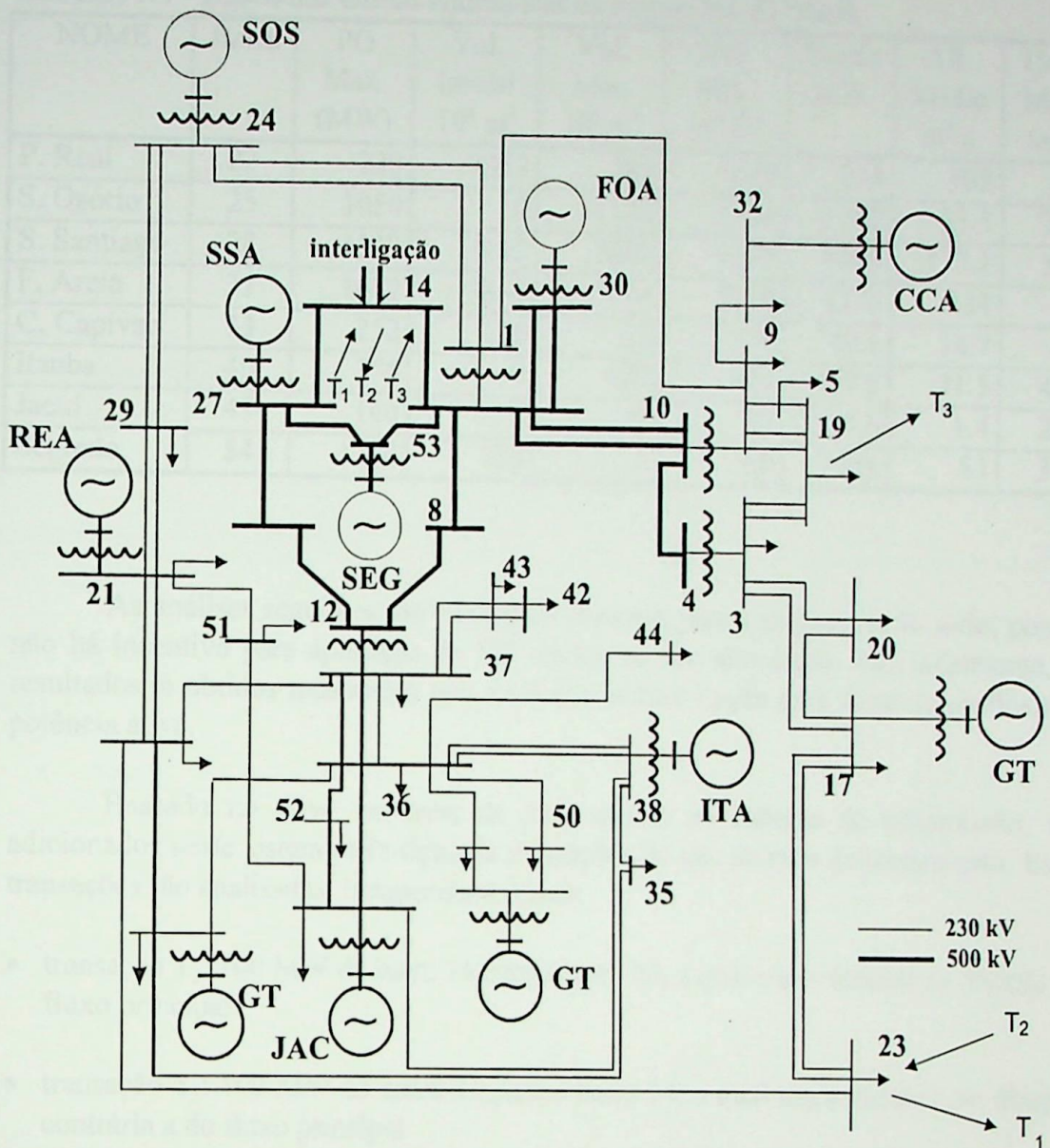


Figura IV3 - Sistema equivalente da região sul do Brasil.

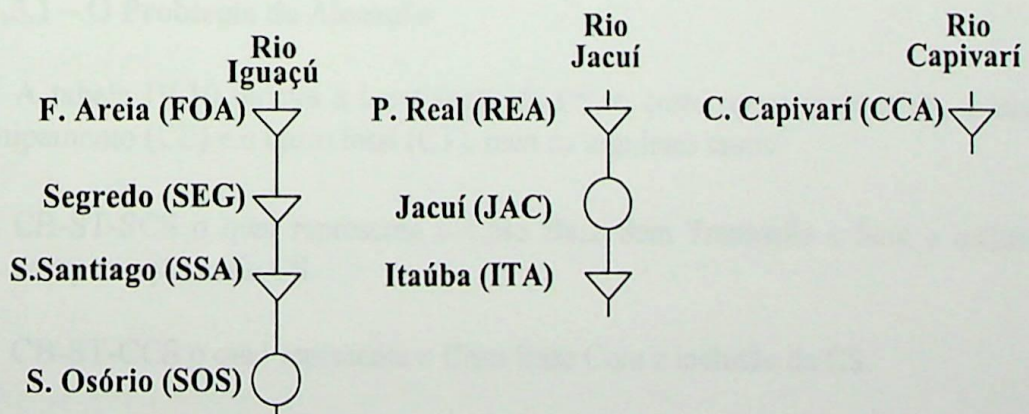


Figura IV.4 - Principais rios da região Sul do Brasil.

Tabela IV.9 - Dados das Usinas Hidráulicas da Região Sul do Brasil

NOME	Barra	PG Max. (MW)	Vol. Inicial $10^6 \text{ m}^3$	Vol. Min. $10^6 \text{ m}^3$	Vol. Max. $10^6 \text{ M}^3$	Vazão $\text{m}^3/\text{s}$	Afl. Média $\text{m}^3/\text{s}$	Usina Mon- tante
P. Real	22	220	3357	289	3646	214	105	-
S. Osório	25	1050	0	1124	1124	1740	31.5	28
S. Santiago	28	1332	4113	2662	6775	1480	177.1	54
F. Areia	31	1672	3805	1974	5779	1376	434	-
C. Capivari	33	252	156	23	179	40.1	14.7	-
Itauba	40	375	0	620	620	657.8	31.5	49
Jacuí	49	140	0	29	29	234.6	1.4	22
Segredo	54	1260	388	0	388	1268	63	31

As análises seguintes são realizadas somente para a compensação série, porque não há incentivo para aplicação do DE devido ao seu alto custo. Adicionalmente, os resultados já obtidos mostraram que a CS é a melhor opção para controle de fluxo de potência ativa.

Baseado no novo esquema de livre acesso ao sistema de transmissão, são adicionados neste sistema três tipos de transações de uso da rede de transmissão. Estas transações são analisadas independentemente:

- transação  $T_1$ : 100 MW da barra 14 para a barra 23, a qual usa o sistema na direção do fluxo principal
- transação  $T_2$ : 100 MW da barra 23 para a barra 14, a qual usa o sistema em direção contrária a do fluxo principal
- transação  $T_3$ : 100 MW da barra 14 para a barra 19, a qual usa o sistema na mesma direção do fluxo principal, mas usa circuitos diferentes comparado com as transações anteriores.

### IV.3.1 – O Problema de Alocação

A tabela IV.10 mostra a localização da CS, o custo operacional (CO), o custo do equipamento (CE) e o custo total (CT), para os seguintes casos.

1. CB-ST-SCS o qual representa o Caso Base Sem Transação e Sem a inclusão da compensação série CS.
2. CB-ST-CCS o qual representa o Caso Base Com a inclusão da CS.
3.  $T_1$ -SCS o qual representa a inclusão da transação  $T_1$  Sem a inclusão da CS.

4.  $T_1$ -CCS o qual representa a inclusão da transação  $T_1$  Com CS.

As outras linhas da tabela IV.10 mostram os resultados para as transações  $T_2$  e  $T_3$ . Estes resultados aparecem aos pares para representar a inclusão ou não, da compensação série. Os resultados foram obtidos através da solução do problema de otimização (III.22). O principal objetivo da tabela IV.10 é mostrar o impacto da transação de pedágio na localização dos dispositivos FACTS e no custo do equipamento. Cada caso foi simulado utilizando o programa CHFAC, já mencionado anteriormente.

Tabela IV.10 - Efeito da Transação de Pedágio

Caso	Local	Perdas MW	CO x 10 <sup>6</sup> US\$/ano	CE x 10 <sup>6</sup> US\$/ano	CT x 10 <sup>6</sup> US\$/ano
CB - ST - SCS	-	90.5	33.00	-	33.00
CB - ST - CCS	4-10	104.3	30.30	2.40	32.70
$T_1$ - SCS	-	94.0	34.39	-	34.39
$T_1$ - CSC	4-10	113.0	30.75	2.60	33.36
$T_2$ - SCS	-	92.0	32.40	-	32.40
$T_2$ - CCS	-	92.0	32.40	-	32.40
$T_3$ - SCS	-	91.0	54.72	-	54.72
$T_3$ - CCS	1-9	108.9	30.31	2.40	33.20

Os casos  $T_1$ -CCS e CB-ST-CCS impõem a localização da CS na linha 4-10, mas a inclusão da transação  $T_1$  aumenta o custo operacional (CO) e o custo do equipamento (CE). Isto acontece porque a transação  $T_1$  é realizada no mesmo sentido do fluxo principal. Isto não ocorre para a transação  $T_2$ , onde a CS não é requerida. Lembre-se de que a transação  $T_2$  é realizada em sentido contrário ao sentido do fluxo principal, portanto, aliviando o carregamento das linhas de 500 kV. A transação  $T_3$  altera a localização da CS, neste caso a linha 1-9 constitui-se na melhor opção, porque a energia adicionada flui através de diferentes circuitos utilizados pelas transações  $T_1$  e  $T_2$ . Adicionalmente, a transação  $T_3$ -SCS produz o maior custo operacional (CO), devido ao corte de carga na barra 19. Por outro lado, com a transação  $T_3$ -CCS o CT é drasticamente reduzido, mas o CE aumenta. Estes resultados mostram que a transação de pedágio afeta tanto a localização do FACTS como também a sua dimensão.

Da tabela IV.10 pode-se também observar que as perdas totais aumentaram. Isto ocorre devido ao redespacho de geração hidráulica remota proporcionado através da inclusão da CS. Entretanto, o CO, conforme esperado, foi reduzido em todos os casos testados.

Para estas simulações, o algoritmo de localização proposto, ao invés de selecionar as linhas sobrecarregadas, selecionou as linhas 4-10 e 1-9 que estão operando longe de seus limites. Isto mostra que as linhas sobrecarregadas nem sempre são as melhores candidatas para receber a CS ou outro tipo de reforço.

### IV.3.2 - Impacto da CS na Tarifa

As tarifas de pedágio para as transações  $T_1$ ,  $T_2$  e  $T_3$  são mostradas na tabela IV.11. Quatro dos principais métodos de tarifação do serviço de transmissão são incluídos nesta análise, ou seja, MM, MFP, CMaCP e CMaLP. Estes métodos foram apresentados no capítulo II.

Tabela IV.11 - Tarifa para as Transações (US\$/MWh)

Condição/método	MM	MFP	CMaCP	CMaLP
T1-SCS	8.12	7.35	1.56	2.19
T1-CCS	8.38	7.92	0.53	2.17
T2-SCS	8.13	2.62	-1.56	-2.19
T2-CCS	8.13	2.62	-1.56	-2.19
T3-SCS	6.98	6.46	4.35	1.56
T3-CCS	6.96	6.45	0.10	1.59

Pode-se observar na tabela IV.11, que o efeito dos dispositivos FACTS no preço do serviço de transmissão é dependente do método de tarifação. Para a transação  $T_1$ , a inclusão da CS reduz a tarifa para o CMaCP e CMaLP e cresce para MM e MFP. No caso do CMaCP, isto ocorre porque a CS minimiza as restrições na transmissão, aproximando os valores das variáveis duais da equação II.2. Para o CMaLP, a variação nos fluxos das linhas decresce o preço da transmissão no sentido de adiar investimentos. A adição de um novo equipamento, em um certo circuito, produz um aumento no custo total da rede de transmissão, e para o caso do MM e MFP, este valor é parcelado por todos os agentes que usam este circuito.

Para a transação  $T_2$ , a tarifa é negativa para o CMaCP e CMaLP porque esta transação alivia os circuitos. A tarifa para o método MFP é menor para esta transação, porque este método contempla o usuário que trafega em sentido contrário. Dado que a CS neste caso não é necessária, os encargos para esta transação são os mesmos, conforme mostram as linhas três e quatro da tabela.

Para a transação  $T_3$ , a inclusão da CS no circuito 1-9 reduz drasticamente as diferenças entre os CMaCP's nestas barras. Isto reflete a variação da tarifa, com e sem CS quando o CMaCP é considerado. Considerando-se a tarifa para os métodos do CMaLP, MM e MFP, pode-se observar que os resultados obtidos para a transação  $T_1$ , não persistem. Neste caso, a CS instalada numa linha de 230 kV causa o aumento no

fluxo nesta linha, mudando a direção do fluxo líquido nas linhas 9-5 e 5-19. Isto mostra porque os resultados para esta transação, quando os métodos do CMaLP, MM e MFP são considerados, não seguem a mesma lógica da transação  $T_1$ .

Finalmente, pode-se observar que a inclusão da CS não conduz a um aumento relevante na tarifa. Isto ocorre, para diferentes transações, quando os métodos do CMaLP, MM e MFP são considerados.

### IV.3.3 - Aspectos Computacionais

As simulações para o sistema da região Sul do Brasil foram realizadas em um microcomputador **PENTIUM** 200Mhz, utilizando-se o programa CHFAC, desenvolvido em FORTRAN. Nestas simulações, foram observados o tempo de processamento para os casos analisados. A tabela IV.12 mostra o tempo de processamento para alguns dos casos simulados. O objetivo das análises é verificar a influência do algoritmo de localização da CS e do número de ciclos de carga no tempo de processamento. Para tanto, a tabela mostra os resultados aos pares, ou seja, SEM a CS e COM a CS. Estes resultados mostram que não há um substancial aumento do tempo de processamento com a inclusão da CS, principalmente, quando o número de estágios é elevado, neste caso, ocorreu um aumento de cerca de 16% no tempo de processamento. O mesmo não ocorre com a variação no número de estágios, pois o aumento de apenas um ciclo de carga (6 estágios), é suficiente para aumentar o tempo de processamento em até quatro vezes.

Tabela IV.12 – Aspectos Computacionais

Caso Simulado	No. Estágios	No. Ciclos	Tempo Processamento (min)
SEM CS	6	1	3.15
COM CS	6	1	5.28
SEM CS	12	2	14.56
COM CS	12	2	19.53
SEM CS	18	3	22.71
COM CS	18	3	26.25

O desempenho deste programa pode ser melhorado através da utilização de técnicas de programação esparsa para armazenamento das matrizes dos coeficientes e também, através de utilização de outras estratégias de solução do problema multiestágio, por exemplo, decompondo-se cada subproblema em duas fases: subproblema energético e subproblema elétrico [88]. No capítulo V será apontado, para desenvolvimentos futuros, melhorias que podem ser realizadas no programa CHFAC.

#### IV.4 - CONCLUSÕES

Este capítulo apresentou através de exemplos, uma análise adicional dos problemas envolvidos com a alocação de dispositivos FACTS no sistema de potência. Para tanto, foram utilizados o sistema IEEE14 barras e o sistema hidrotérmico da região Sul do Brasil.

Para o sistema IEEE 14 barras, ao qual foi adicionado uma transação de pedágio, foi possível observar os seguintes pontos:

- O efeito destes equipamentos no preço do serviço de transmissão, através de vários métodos de tarifação propostos para este novo ambiente competitivo.
- A transação aumentou o custo do equipamento.
- O aumento nas perdas é causado pelo redespacho das unidades geradoras alterando drasticamente o fluxo nas linhas
- A compensação série é a melhor alternativa para controle do fluxo de potência, porque o seu custo é menor do que o custo de uma nova linha.
- Não há incentivo para aplicação do defasador, porque o custo do equipamento é alto.

Para o sistema da região Sul, a carga foi representada próxima de um comportamento real (leve, média e pesada). Os resultados foram obtidos somente para a compensação série, porque a aplicação do defasador não foi requerida devido ao alto custo do equipamento. O método de alocação da CS foi testado para várias transações de pedágio, proporcionando uma aproximação com o novo ambiente competitivo. Os resultados mostraram que o custo e a localização da CS são alterados com a inclusão da transação, mas a CS apresentou pouco impacto no preço do serviço de transmissão, e também foi observado que este impacto é dependente do método de tarifação adotado.

Finalmente, pôde-se observar que o método de alocação proposto é robusto e que são necessárias poucas iterações para atingir a convergência. Também foi observado que a inclusão da CS no algoritmo de coordenação hidrotérmica causa um aumento no número de iterações, mas não é suficiente para prejudicar a convergência.

## CAPÍTULO V

### CONCLUSÕES GERAIS E SUGESTÕES

#### V.1 - CONCLUSÃO GERAL

Privatização e desregulamentação, como formas de reduzir o papel do Estado, tornaram-se palavras chaves nos discursos de políticos, empresários e economistas. A idéia é estabelecer condições regulatórias para empresas privadas que, por concessão, se obrigam a prestar o serviço público, tendo compensação para isso, como tem sido feito na Inglaterra e outros países. Portanto, sob a denominação de desregulamentação, o que está ocorrendo, em alguns países desenvolvidos, é a introdução de novos métodos de regulamentação para reduzir as barreiras à competição.

A privatização do setor elétrico inglês, promovida no governo de Margaret Thatcher tem sido a fonte inspiradora de novas propostas. Nesse modelo, foram criadas empresas geradoras e distribuidoras independentes, com uma única empresa de transmissão interposta a elas, sendo o Estado responsável pela regulamentação técnica de todos os agentes e pela regulamentação econômica da transmissão.

A inserção do sistema de transmissão, neste ambiente de livre mercado, tem-se mostrado mais complicado por ser este seguimento um monopólio natural. Desta forma, é necessário desenvolver regras e modelos que permitam o uso compartilhado da rede, com qualidade técnica e rendimentos suficientes para sua operação e expansão.

Como consequência da evolução tecnológica da eletrônica de potência, surgiram os dispositivos FACTS. A adição destes equipamentos no sistema de transmissão pode resolver alguns problemas encontrados na rede, como por exemplo, a falta de capacidade de transferência de uma região para outra. Entretanto, os dispositivos FACTS somente serão aceitos pela indústria elétrica, se seus custos forem compatíveis com a expansão tradicional do sistema. Quando estes equipamentos são adicionados em local estratégico da rede, o seu custo pode compensar o custo para construir um nova linha, portanto, a sua correta inclusão pode evitar a construção desta linha de transmissão. Esta característica faz com que cresça a importância de uma metodologia de alocação dos dispositivos FACTS no sistema de potência.

Quando o sistema é analisado de forma global, ou seja, quando o custo total é avaliado em termos de operação e expansão, a utilização dos equipamentos FACTS se mostra bastante viável considerando os custos vigentes para tais equipamentos. Entretanto, com o novo desenho do setor elétrico, a viabilidade destes equipamentos deve ser estudada sob o prisma de todos os agentes, enfocando os pontos favoráveis e desfavoráveis. O presente trabalho, de uma forma geral, preocupou-se em aprimorar os

métodos de alocação destes equipamentos em termos tradicionais, como também, em situá-los no contexto da livre competição.

O problema do impacto destes equipamentos nos encargos da transmissão foi abordado e mostrou ser um tema bastante controverso e que necessita ser enfrentado pelos agentes e órgãos reguladores.

## V.2 - CONTRIBUIÇÕES DO TRABALHO

Neste trabalho foi proposto, inicialmente, um método de alocação e quantificação dos dispositivos FACTS na rede de transmissão do sistema. O objetivo foi selecionar uma linha de transmissão ou linhas de transmissão para instalação do dispositivo que proporcionasse o mínimo de investimento no equipamento e a maior redução no custo operacional do sistema. Dado que, somente o fluxo de potência ativa foi considerado, utilizou-se um modelo de programação linear e desenvolveu-se o método apenas para a inclusão da compensação série e do defasador.

Duas extensões do método proposto foram realizadas, ou seja, foi incluído o planejamento da operação em sistemas hidrotérmicos. Neste aspecto, a programação dinâmica foi utilizada para solucionar a coordenação hidrotérmica. A inclusão dos dispositivos FACTS, no problema de despacho de longo prazo, mostrou que há um pequeno aumento no número de iterações no processo, mas isso não alterou a convergência do algoritmo. Este método foi testado em vários sistemas, dentre eles, o sistema equivalente da região Sul do Brasil, com 54 barras e 82 circuitos. Algumas transações de pedágio foram incluídas na análise. Os resultados mostraram uma boa convergência do algoritmo de alocação e de coordenação hidrotérmica com FACTS.

A outra extensão foi realizada através da alteração da função objetivo, ou seja, o objetivo de reduzir os custos operacionais, foi trocado pelo objetivo de reduzir a tarifa do usuário da rede. Desta forma, foi possível determinar o melhor local da rede para a instalação do equipamento, na visão do agente da transação. Este local, normalmente, não coincide com o local determinado para redução de custos operacionais, mas observou-se que os valores envolvidos na redução da tarifa de transação, não são suficientes para o equipamento.

Os estudos relatados anteriormente retratam a tendência do novo ambiente competitivo em busca da eficiência econômica, onde o dispositivo FACTS se mostra como uma alternativa interessante para os problemas apresentados. O estudo mostra, também, a importância da correta localização dos dispositivos FACTS, seu impacto no carregamento das linhas e sua influência nos preços das transações de pedágio. Dos resultados obtidos, alguns pontos podem ser enfatizados:

- Baseado no custo dos dispositivos FACTS adotado no trabalho, a compensação série mostrou ser a melhor alternativa para o controle do fluxo de potência, comparada com o defasador.

- A instalação dos dispositivos FACTS pode ser justificada considerando somente o período de planejamento da operação. No caso brasileiro este período é de 5 anos.
- É importante incluir a variação dos limites de tensão e estabilidade no algoritmo de alocação da CS.
- As perdas no sistema de transmissão é um fator importante, o qual necessita ser considerado no problema de alocação dos dispositivos FACTS. Embora a inclusão dos dispositivos FACTS, em particular a CS, aumenta as perdas na linha onde o equipamento é instalado, nos exemplos mostrados no trabalho, os dispositivos FACTS foram necessários quando analisados de forma global.
- A localização dos dispositivos FACTS é altamente dependente da transação de uso do sistema de transmissão. Portanto, deve existir um contrato entre os usuários da rede ou alguma forma de rateio dos benefícios da aplicação desta tecnologia estabelecidos em resoluções do órgão regulador.
- A inclusão da CS no sistema, não altera substancialmente o valor da tarifa para o usuário da rede. Esta alteração pode reduzir ou aumentar a tarifa de transporte e é dependente do método de tarifação adotado.

Todos estes pontos necessitam ser tratados pelos próprios agentes da transmissão, pelos usuários da rede e pelos órgãos reguladores, porque o avanço da tecnologia FACTS tende a decrescer o seu custo e, portanto, aumentar o número de tais dispositivos no sistema de transmissão.

### V.3 - DESENVOLVIMENTOS FUTUROS

Conforme já foi abordado, os resultados foram obtidos através da utilização de modelos lineares, portanto, a localização proposta e o tipo de equipamento devem ser confirmados por uma outra análise. Estas análises devem utilizar programas completos para investigar os seguintes pontos:

- **Estabilidade transitória e dinâmica:** Através de um programa especializado, pode-se verificar se a linha de transmissão selecionada para a CS tem ou não influência na estabilidade. Com esta análise, pode-se definir a necessidade da compensação série variável.
- **Estabilidade de tensão:** Foi visto que a inclusão dos dispositivos FACTS permite um novo redespacho no sistema, devido a isto, há um aumento nas perdas. Este fato pode alterar o perfil de tensão do sistema. Portanto, torna-se necessário uma análise que permita determinar a influência do equipamento e do novo redespacho no problema de colapso de tensão.

- **Confiabilidade:** Verificar a influência na confiabilidade devido ao aumento no carregamento do sistema, proporcionado por dispositivos FACTS. Adiciona-se o fato da necessidade de avaliar a própria confiabilidade do equipamento.
- **Serviços Ancilares:** Dentro deste novo ambiente competitivo e de privatizações, os dispositivos FACTS podem ser explorados pela iniciativa privada. Portanto, torna-se necessário o desenvolvimento de modelos para a avaliação destes dispositivos, como serviços ancilares.
- **Melhoria do Programa CHFAC:** O uso de esparsidade deve ser explorado para análise de sistemas de maior porte, bem como a separação dos problemas energéticos e elétricos. Adicionalmente, pode-se desenvolver uma interface gráfica para entrada e saída de dados. Apesar do programa incorporar uma operação de longo prazo do sistema, a localização dos dispositivos FACTS foi realizada no primeiro estágio de operação, e isto constitui em uma abordagem estática do problema de localização. Portanto, deve-se incluir no programa uma abordagem dinâmica de alocação, ou seja, *quando* instalar os dispositivos FACTS.

## REFERÊNCIAS

- [1] Craig B. Lankford, James D. McCalley and Narinder K. Saini, "Bibliography on Transmission Access Issues", *IEEE Trans. on PWRS*, Vol.11, No.1, pp. 30-40, February 1996.
- [2] D. Jefferies, "Experience With Restruturing and Privatising Electricy in England and Wales", Palestra realizada em 30 de Agosto de 1992 na Bial da CIGRÉ, Paris.
- [3] Sally Hunt and Graham Shuttleworth, "The new power brokering", *IEEE Spectrum*, pp. 20-25, July, 1996.
- [4] Richard D. Tabors, "Lesson from the UK and Norway", *IEEE Spectrum*, pp. 45-49, August, 1996.
- [5] Ignacio J. Pérez-Arriaga, Hugh Rudnick and Walter O. Stadlin, "International Power System Transmission Open Access Experience", *IEEE Trans. on PWRS*, Vol.10, No.1, pp. 554-564, February 1995.
- [6] A.F. Vojdani, C.F. Imparato, N.K. Saini, B.F. Wollenberg and H.H. Happ, "Transmission Access Issues", *IEEE Trans. on PWRS*, Vol.11, No.1, pp. 41-49, February 1996.
- [7] Kanchan Ghosh and V.C. Ramesh, "An options model for electric power markets", *Electrical Power & Energy Systems*, Vol.19, No.2, pp.75-85, 1997.
- [8] Hugh Rudnick, "More on electric power privatization", *IEEE Spectrum*, pp. 39-44, August, 1996.
- [9] C.S. Zani, A.H.Azevedo, B. Gorestin, J.C. Luz, "Aplicação da Metodologia do SINTREL para Valoração do Acesso e Utilização do Sistema de Transmissão: O Caso Serra da Mesa", *V SEPOPE*, 19 a 24 de maio de 1996, Recife, Brasil.
- [10] N.G. Hingorani, "Power Electronics in Electric Utilities: Rule of Power Electronics in future Power Systems", *Proc. IEEE*, Vol. 76, No. 4, April, 1988.
- [11] N.G. Hingorani, "Flexible ac transmission", *IEEE Spectrum*, pp.40-45, April 1993.
- [12] B.J. Parker, A. Watanabe, M.T. Schilling, "Precisão do Modelo Linearizado de Fluxo de Potência para Simulação do Sistema Brasileiro – NT DEST 18/80.
- [13] B. Sttot, J.L. Marinho, "Linear Programming for Power System Network Security Applications", *IEEE Trans. on PAS*, May/June 1979.

- [14] Richar Bronson, "Pesquisa Operacional", McGraw – Hill, São Paulo, 1985.
- [15] R.P.T. Bascopé and A.J. Perin, "O Transistor IGBT Aplicado em Eletrônica de Potência", Ed. Sagra Luzzato, Porto Alegre, RS, 1997.
- [16] M. D, Ilié, Y. T. Yoon, A. Zobian, "Available Transmission Capacity (ATC) and its Value under Open Access", *IEEE Trans. on PWRs*, V. 12, N. 2, pp 636-645, May 1997.
- [17] R. M. Maliszewski, B. M. Pasternack, M. Chamia and H. Frank, "Power Flow Control in a Highly Integrated Transmission Network", CIGRE SC 37-303, Paris 1990.
- [18] "The Future of Transmission - Switching to Silicon", EPRI Journal, pp. 5-13, V.14, No.6, June 1989.
- [19] Y. Sekine, "Application of power electronics technologies to the 21st century's bulk power transmission in Japan", , *Electrical Power & Energy Systems*, Vol.17, No.3, pp.181-193, 1995.
- [20] Electric Power Research Institute, "The Future in High-Voltage Transmission: Flexible AC Transmission System (FACTS)", *Proceedings of the First FACTS conference*, Cincinnati, Ohio, 1990.
- [21] Electric Power Research Institute, "Flexible AC Transmission System", *Proceedings of the Second FACTS conference*, Boston, MA, 1992.
- [22] CIGRÉ – SC 38/14, *Proceedings of the workshop on FACTS*, Rio de Janeiro, RJ, November, 1995.
- [23] N.G. Hingorani, et al., "Prototype Subsynchronous Resonance Damping Scheme, Part-1 Field Installation and Operation Experience", *IEEE Trans PAS V. PWRs-2*, No. 4, pp. 1034-1039, Nov. 1987.
- [24] Flexible AC Transmission System (FACTS), *Scooping Study*, EPRI RP3022-2, Final Report, 1990.
- [25] L. Angquist, B. Lundin and J. Samuelsson, "Power Oscillation Damping Using Controlled Reactive Power Compensation", *IEEE Transactions on Power Systems*, May 1993, pp.687-700.
- [26] M. Noroozian and G. Anderson, "Damping of Power System Oscillations by Controllable Components", *IEEE Transaction on Power Delivery*, V. 9, No. 4, Oct. 1994, pp. 2046-2054.

- [27] E. Lerch and D. Povh, "Performance of FACTS Equipament in Meshed System", *IV SEPOPE*, 23 a 27 de maio de 1994, Foz do Iguaçu, Brasil.
- [28] S.L. Nilsson, "Security aspects of flexible AC transmission system controller applications", *Electrical Power & Energy Systems*, Vol.17, No.3, pp.173-179, 1995.
- [29] James F. Gronquist, William A. Sethares, F. L. Alvarado and Robert H. Lassetr, "Power Oscillation Damping Control Strategies for FACTS Devices Using Locally Measurable Quantities", *IEEE Trans on PWRS*, Vol. 10, N3, pp. 1598-1605, August 1995.
- [30] E.W. Kimbark, "Improvement of System Stability by Switched Series Capacitor", *IEEE Trans. on Power Apparatus an Systems*, PAS - 85(2), Feb. 1966, pp. 180-188.
- [31] A.J. Keri, B.J. Ware, M. Chamia and P. Halvarsson et. al, "Improving Transmission System Performance Using Controlled Series Capacitors", *CIGRE SC 14/37/38-07*, Paris 1992.
- [32] M. Noroozian, P. Halvarsson, H. Othman, "Application of Controllable Series Capacitors for Damping Power Swing", *V SEPOPE*, V.1, IP-16, pp. 221-225, 19 a 24 de maio de 1996, Recife, Brasil.
- [33] G. N. Taranto and J. H. Chow, "A Robust Frequency Domain Optimization Technique for Tuning Series Compensation Damping Controllers", *IEEE Trans on PWRS*, Vol. 10, N3, pp 1219-11225, August 1995.
- [34] X R Chen, N C Pahalawaththa, U D Annakkage and C S Kumble, "Enhancement of power system stability by using controlled series compensation", *Electrical Power & Energy Systems*, Vol.18, No.7, pp.475-481, 1996.
- [35] W.J. Lyman, "Controlling Power Flow with Phase-shifting Equipament", *Winter Convention of the A. I. E. E.*, pp. 825-831, New York, Jan. 27-31, 1930.
- [36] W.J. Lyman and J.R. North, "Application of Large Phase-Shifting Transformer on an Interconnected System Loop", *Summer Convention of the A. I. E. E.*, Vol.57, pp. 579-588, Washington D. C., June 20-24, 1938.
- [37] Z.X. Han, "Phase Shifter and Power Flow Control", *IEEE Trans. on PWRS*, Vol.PAS-101, No.10, pp. 3790-3795, October 1992.
- [38] J.P.G. ABREU, A.J.J. Rezek, J.C. de Oliveira, M.S. Miskulin and H. Arango, "Harmonics Elimination in Multiconverters Systems by Using a Special Autotransformer(ADZ)", International 90 Greensboro Conference, "Modelling & Simulation" – Greensboro(NC) – EUA – 1990.

- [39] E.J. de Oliveira, "Estabilização de Sistemas AC Via Modulação de Elos Multiterminais de Corrente Contínua e Transformadores Defasadores", Dissertação Mestrado, Universidade Federal de Uberlândia, 1993.
- [40] E.J. de Oliveira, J.C. Oliveira, A.J. Moraes, G.C. Guimarães, "AC Systems Stabilization Via Phase Shift Transformer With thyristor Commutation", *Japan Industry Applications Society Conference JIASC-IEEE*, EIME UNIV. Matsuyana, Japan, 24-26 August, 1994.
- [41] E.J. de Oliveira et. al., "Utilização de Transformadores com Comutação Tiristorizada de Taps para Estabilização de Sistemas Elétricos de Potência", *XIII SNPTEE*, Balneário Camboriú/SC, 01 a 05 de outubro de 1995.
- [42] G.N. Taranto, L.M.V.G. Pinto, M.V.F. Pereira, "Representation of FACTS Devices in Power System Economic Dispatch", *IEEE Trans. on PWRS*, Vol.7, No.2, pp. 572-576, May 1992.
- [43] F.D. Galiana, K. Almeida M. Toussaint, J. Griffin, D. Atanackovic, B.T. Ooi, D. T. McGrillis; "Assessment and Control of the Impact of FACTS Devices on Power System Performance", *IEEE Trans. on PWRS*, Vol.11, No.4, pp. 1931-1936, November 1996.
- [44] J. Griffin, D. Atanackovic, F.D. Galiana, "A study of the Impact of FACTS on the Secure-economic Operation of Power Systems", *12th Power Systems Computation Conference*, pp.1077-1082, Dresden, August 19-23, 1996.
- [45] T.T. Lie and W. Deng, "Optimal Flexible AC Transmission Systems(FACTS) devices allocation", *Electrical Power & Energy Systems*, Vol.19, No.2, pp.125-134, 1997.
- [46] H.M. Merrill and B.W. Erickson, "Wheeling Rates Based on Marginal-cost Theory", *IEEE Trans. on PWRS*, Vol.4, pp. 1445-1451, October 1989.
- [47] G.S. Madala, E. Miller, "Microeconomics", McGraw-Hill International Editions, Singapore 1989.
- [48] G.L. Garófalo, L.C.P. de Carvalho, "Teoria Microeconômica", 2ª Edição, Editora Atlas, 1990.
- [49] M.C. Caramanis, R.E. Bohn and F.C. Scheweppe, "The Costs of Wheeling and Optimal Wheeling Rates", *IEEE Trans. on PWRS*, Vol.1, No.1, pp. 63-73, February 1986.
- [50] F.C. Scheweppe, M.C. Caramanis, R.D. Tabors, R.E. Bohn, "Spot Pricing of Electricity", *Cluwer Academic Publishers*, 1988.

- [51] M.C. Caramanis, N.Roukos and F.C. Schweppe, "WRATES: A Tool for Evaluating the Marginal cost of Wheeling", *IEEE Trans. on PWRS*, Vol.4, No.2, pp. 594-605, May 1989.
- [52] I.J. Pérez-Arriaga, F.J. Rubio, J.F. Puerta, J. Arceluz and J. Marín, "Marginal Pricing of Transmission Service: An Analysis of Cost Recovery", *IEEE Trans on PWRS*, V. 10, No.1, pp. 546-553, February 1995.
- [53] J.W. Marangon Lima, "Allocation of Transmission Fixed Charges: An Overview", *IEEE Trans. on PWRS*, Vol.11, No.3, pp.1409-1418, August 1996.
- [54] F. Jonard, Y. Smeers, P. Bruel and B. Heilbronn, "Wheeling Cost: an Economic Analysis Illustrated by Short Term and Long Term Simulation", *Stockholm Power Tech Conference*, paper SPT PS 23-02-0287, Sweden, June 1995.
- [55] M.C. Calviou, R.M. Dunett and P.H. plumptre, "Charging for Use of a Transmission System by Marginal Cost Methods", *11th PSCC*, Avignon France, 1993, pp. 385-391.
- [56] D. Shirmohammadi, P.R. Gribik, E. T. K. Law, J. H. Malinowski, R. E. O'Donnel, "Evaluation of Transmission Network Capacity Use for Wheeling Transaction", *IEEE Trans. on PWRS*, Vol.4, pp. 1405-1413, October 1989.
- [57] H.H. Happ, "Cost of Wheeling Methodologies", *IEEE PWRS*, V.9, No.1, pp. 147-156, feb. 1994.
- [58] GAPP Committee (A R Garfield, Ohio Edison System, Chairman), "*General Agreement on Parallel Paths*", Final Report, Maio 1992.
- [59] R.R. Kovacs, A.L. Leverett, "A load Flow Based Method for calculating Embedded, Incremental and Marginal Cost of Transmission Capacity", *IEEE PWRS* pp. 272-278, V.9, No.1, feb. 1994.
- [60] Hugh Rudnick, Rodrigo Palma and José E. Fernández, "Marginal Pricing and Supplement Cost Allocation in Transmission Open Access", *IEEE Trans. on PWRS*, Vol.10, No.2, pp. 1125-1142, May 1995.
- [61] J.W. Marangon Lima, M.V.F. Pereira, J.L.R. Pereira, "An Integrated Framework for Cost Allocation in a Multi-owned Transmission System", *IEEE Trans on PWRS*, Vol. 10, No. 2, pp 971-977, May 1995.
- [62] R. Baldick and E. Kahn, "Transmission Planning Issue in a Economic Enviroment", *IEEE Trans. on PWRS*, Vol.8, No.4, pp. 1497-1503, November 1993.

- [63] S.A. Filho, J.C.R. Albuquerque, J.C.G. Praça, M.J. Daher, "Proposta Metodológica para Avaliação do Custo de Acesso a Transmissão Baseada nos Custos Marginais de Longo Prazo", *V ERLAC*, Ciudad del Leste, Paraguai Maio, 1993.
- [64] X.V. Filho, A.C.G. Melo, J.C.O. Mello, B.G. Gorestin, S. Granville, M.V.F. Pereira, J.C.G. Praça, E.M.T. Nery, "Assessment of Appropriate Reliability Indicators in Deregulated Power Systems", *V SEPOPE*, 19 a 24 de maio de 1996, Recife, Brasil.
- [65] X. Vieira Filho, B.G. Gorestin, A.C.G. Melo, J.C.O. Mello and S. Granville, "Transmission Planning Challenges in Competitive Power Systems", *V SEPOPE*, Recife(PE)-Brasil, pp.61-66, May 1996.
- [66] R. Romero, A. Monticelli, "A Hierarchical Decomposition Approach for Transmission Network Expansion Planning", *IEEE Trans on PWRS*, Vol. 9, No. 1, pp 373-379, February 1994.
- [67] R. V. Raimundo, "Metodologia para Valoração do Serviço de Transmissão Considerando o Planejamento Indicativo da Rede", Dissertação de Mestrado, DET – EFEI, Outubro de 1998.
- [68] A.M. Antunes Guimarães, "Avaliação das Metodologias de Alocação dos Custos Fixos de Transmissão e seus Efeitos na Tarifa de Transporte", Dissertação de Mestrado, DET – EFEI, Dezembro de 1995.
- [69] J.W. Marangon Lima, E.J. de Oliveira, "The Long-Term Impact of Transmission Pricing", paper Pe-248-PWRS-0-12-1997, presented at 1998 *IEEE Winter Meeting*, Tampa, USA.
- [70] J.W. Marangon Lima, E.J. de Oliveira, "Impacto do preço do serviço de transmissão no longo prazo", *XII CBA*, 14 a 18 de setembro, 1988, Uberlândia, MG, Brasil.
- [71] K.K. Sen, "SSSC - Static Series Synchronous Compensator: Theory, Modelling and Applications", *IEEE PES Winter Meeting*, PE-862-PWRD-0-04-1997.
- [72] A.J. Montecelli, "Fluxo de Carga em Redes Elétricas", Editora Edgard Blucher Ltda, São Paulo, 1983.
- [73] E.J. de Oliveira, J. W. Marangon Lima, K.C. de Almeida, "Optimal Allocation of FACTS Devices", *VI SEPOPE*, Salvador Brazil, May 1998.
- [74] M R Mohan, K Kuppasamy and M Abdullah, "Optimal short-term hydrothermal scheduling using decomposition approach and linear Programming method", *Electrical Power & Energy Systems*, Vol.14, No.1, pp.39-44,1992.

- [75] M.V. Pereira and L.M.V.G. Pinto, "Stochastic Optimization of a Multireservoir Hydroelectric System: A Decomposition Approach", *Water Resource Research*, vol.21, no.6, pp. 779-792, June 1985.
- [76] B.G.Goresntin, N.M.Campodonico, J.P. Costa, M.V.F. Pereira, "Stochastic Optimization of a Hydro-Thermal System Including Network Constraints", *IEEE Trans. on PWRS*, vol.7, no.2, May 1992.
- [77] Benders, J.F., "Partiloning procedures for solving mixed variables programming problems", *Numerische Mathematic*, 238-252, 1962.
- [78] E.J. de Oliveira, J. W. Marangon Lima, K.C. de Almeida, "Allocation of FACTS Devices in Hydrothermal Systems", paper 99 WM 414, submitted in July (1998) for publication in a IEEE PES Transactions.
- [79] E.J. de Oliveira e J. W. Marangon Lima, "Alocação de Dispositivos FACTS em Sistemas Hidrotérmicos", resumo submetido para o XV SNPTEE, a ser realizado em Foz do Iguaçu, PR, 17 a 22 de outubro de 1999.
- [80] A.J. Wood, B.F. Wollenberg, *Power Generation Operation & Control*, John Wiley & Sons, 1984
- [81] Plano de Operação 1989, GCOI-SCEN-GTEN-SE-S-14/88, Eletrobrás, Dezembro de 1988.
- [82] E.J. de Oliveira, J.W. Marangon Lima, "FACTS: Localização ótima e impacto no preço da transmissão", *XII CBA*, 14 a 18 de setembro, 1988, Uberlândia, MG, Brasil.
- [83] E.J.de Oliveira, J.W. Marangon Lima and J.L.R. Pereira, "FACTS Devices: Allocation and Transmission Pricing", *Special Issue on Deregulation and Open Access in the Electrical Power & Energy Systems Journal*, January, 1999. Editorial reference: SI/DOA7 – JEPE 280 (to be published).
- [84] E.J.de Oliveira, J. W. Marangon Lima, "Allocation of FACTS Devices in Competitive Envrinments", will be published in PSCC'99.
- [85] R. Gibbons, "Game Theory for Applied Economists", Princeton University Press, 1992.
- [86] Os dados para este sistema podem ser obtidos pelo FTP anonymous:  
wahoo.ee.washington.edu
- [87] Relatório Eletrobrás, Diretoria de Planejamento e Engenharia, Departamento de Sistemas Elétricos, dezembro, 1994.

- [88] Boris G. Gorenst, "Otimização Estocástica de Sistemas Hidrotérmicos Incluindo Rede de Transmissão", Tese de Doutorado, COPPE/UFRJ, Engenharia de Sistemas e Computação, Rio de Janeiro, 1991, Brasil.

ANB	Associação Nacional de Energia Elétrica
ADZ	Associação de Distribuidores de Energia Elétrica
AEP	Associação Brasileira de Engenharia de Energia Elétrica
AGC	Agência de Energia
AT	Agência de Transmissão
CB	Comissão Brasileira de Energia Elétrica
CBPAC	Programa de Computação Industrial com Associação de FCTTS
CI	Curso Interamericano de Engenharia
CM&CP	Curso Marginal de Custo Total
CM&LP	Curso Marginal de Custo Longo Prazo
CS	Companhia Saneamento
CSCC	Companhia Saneamento e Energia
CTG	Curso Total de Energia
CM	Curso Marginal de Custo
CTr	Curso de Transmissão e Rede
CTS	Curso Total de Sistema
CTT	Curso Total de Transmissão
CVCS	Curso Variável de Custo de Sistema
DE	Departamento
DEB	Departamento de Engenharia de Energia
EPB	Engenharia de Energia Elétrica



## LISTA DE ABREVIATURAS

ABB	Asea Brown Boveri
ADZ	Autotransformador Defasador em Zig-zag
AEP	American Electric Power Service Corporation
AG	Agente da Geração
AT	Agente da Transmissão
CB	Caso Base
CHFAC	Programa de Coordenação Hidrotérmica com alocação de FACTS
CIM	Custo Incremental Médio
CMaCP	Custo Marginal de Curto Prazo.
CMaLP	Custo Marginal de Longo Prazo.
CS	Compensação Série
CSCT	Compensação Série Controlada a Tiristor
CTG	Custo Total de geração
Ctot	Custo total do sistema
CTr	Custo da Transação (tarifa)
CTS	Custo Total do Sistema
CTT	Custo Total da Transmissão
CVCS	Custo Variável da Compensação Série
DE	Defasador
DEC	Despacho Econômico de Carga
EPRI	Electric Power Research Institute

FACTS	Flexible Alternativ Current Transmission Systems
FERC	Federal Energy Regulatory Commission
MFD	Método do Fluxo Dominante
MFP	Método do Fluxo Positivo
MM	Método do Módulo
MWM	MW-milha
NL	Nova Linha
PDE	Programação Dinâmica Estocástica
PL	Programação Linear
PO	“Pay-Off”
PR	Parcela da Renda
RC	Renda Combinada dos agentes
SM	Seqüência de afluência Média
SP	Selo Postal
SS	Seqüência de afluência Seca
SU	Seqüência de afluência Úmida

## LISTA DE FIGURAS

### CAPÍTULO II

Figura II.1 - Expansão parcialmente descentralizada.

Figura II.2 - Sistema simples.

Figura II.3 - Planejamento da expansão.

Figura II.4 - CMaCP e CMaLP.

Figura II.5 - Tarifa para X positivo.

Figura II.6 - Conexão do sistema da região sul.

### CAPÍTULO III

Figura III.1 - Limites de capacidade de transferência de potência.

Figura III.2 - Diagrama para alocação da compensação série.

Figura III.3 - Diagrama para alocação de Defasador.

Figura III.4 - Sistema de 3 barras para análise.

Figura III.5 - Despacho ótimo do sistema 3 barras (CB).

Figura III.6 - Despacho ótimo com compensação série na linha 1-3.

Figura III.7 - Despacho ótimo com defasador na linha 1-2.

Figura III.8 - Despacho ótimo com compensação série na linha 1-2.

Figura III.9 - Característica da carga.

Figura III.10 - Alocação com Coordenação Hidrotérmica.

Figura III.11 - Sistema teste.

Figura III.12 - Configuração para o sistema teste.

Figura III.13: Convergência do algoritmo de alocação.

Figura III.14: Convergência do algoritmo para coordenação hidrotérmica.

Figura III.15 - Exemplo Simples.

## CAPÍTULO IV

Figura IV.1 - Sistema IEEE 14 barras.

Figura IV.2 - Comportamento do CO em relação a CS em 1-5.

Figura IV.3 - Sistema equivalente da região sul do Brasil.

Figura IV.4 - Principais rios da região Sul do Brasil.

## LISTA DE TABELAS

### CAPÍTULO II

Tabela II.1 - Dados do sistema

Tabela II.2 - Custo total e tarifa (US\$)

Tabela II.3 - Custo total do agente da geração - CTG(US\$)

Tabela II.4 - CTG (milhões US\$)

Tabela II.5 - Pontos de quebra (US\$/MWh)

### CAPÍTULO III

Tabela III.1 - Dados das barras.

Tabela III.2 - Dados das linhas.

Tabela III.3 - Resultados com compensação série na linha 1-3.

Tabela III.4 - Resultados com defasador na linha 1-2.

Tabela III.5 - Resultados com compensação série na linha 1-2.

Tabela III.6 - Dados dos Circuitos.

Tabela III.7 - Dados das usinas hidráulicas.

Tabela III.8 - CT para o sistema teste.

Tabela III.9 - Efeito das afluências.

Tabela III.10 - Dados para o exemplo simples.

Tabela III.11 - Alocação de FACTS para geradores.

Tabela III.12 - Alocação de FACTS para o agente da transação.

### CAPÍTULO IV

Tabela IV.1 - Dados das barras.

Tabela IV.2 - Dados das linhas.

Tabela IV.3 - Dados adicionais.

Tabela IV.4 - CT para o caso sem a transação.

Tabela IV.5 - CT para o caso com a transação.

Tabela IV.6 - Custo Total da Transação( $\times 10^3$ US\$ / ano).

Tabela IV.7 - Perdas para operação *sem* CS.

Tabela IV.8 - Perdas para operação *com* CS.

Tabela IV.9 - Dados das Usinas Hidráulicas da Região Sul do Brasil.

Tabela IV.10 - Efeito da Transação de Pedágio.

Tabela IV.11 - Tarifa para as Transações (US\$/MWh).

Tabela IV.12 - Aspectos Computacionais

## LISTA DE SÍMBOLOS E VARIÁVEIS

- B** matriz de susceptância de barra de ordem ( $nb \times nb$ ), onde  $nb$  é o numero de barras do sistema.
- B<sub>CS</sub>** matriz de susceptância de barra a qual inclui a variação da susceptância devido a compensação série de ordem ( $nb \times nb$ ).
- F** vetor de fluxos nos circuitos de ordem ( $nl \times 1$ ), onde  $nl$  é o numero de circuitos do sistema.
- $\bar{F}^0$**  vetor de limites de fluxo nos circuitos de ordem ( $nl \times 1$ ). Estes limites geralmente estão associados com limites de estabilidade dinâmica e tensão e não com o limite térmico da linha.
- $\bar{F}$**  novo vetor limite de fluxos nos circuitos de ordem ( $nl \times 1$ ), devido a inclusão da compensação série.
- G** vetor de geração ativa de ordem ( $nb \times 1$ ). Nas barras sem geração os correspondentes elementos do vetor valem zero.
- I<sub>DE</sub>** vetor de injeção de potência representando o defasador de ordem ( $nb \times 1$ ).
- L** vetor de carga ativa de ordem ( $nb \times 1$ ).
- L<sub>t</sub>** vetor de carga e perda de potência ativa no estágio  $t$  de ordem ( $nb \times 1$ ).
- Q<sub>t</sub>** vetor de volume turbinado durante o estágio  $t$  de ordem ( $nb \times 1$ ). Nas barras sem geração hidráulica, implica em elementos nulos para este vetor.
- Ru** vetor representando as transações de pedágio - padrão geração/carga da transação. Em outras palavras, este vetor contém o valor da potência injetada na barra  $i$  (valor positivo) e retirada na barra  $n$  (mesmo valor injetado, mas com sinal negativo). Os demais elementos são nulos. A dimensão deste vetor é ( $nb \times 1$ ).
- $\theta$  vetor de ângulos das barras de ordem ( $nb \times 1$ ).
- $\theta'$  vetor de ângulos das barras da iteração anterior de ordem ( $nb \times 1$ ).
- $\Theta$  vetor de produtividade das usinas hidráulicas de ordem ( $nb \times 1$ ). Nas barras sem geração hidráulica, implica em elementos nulos para este vetor.
- $\Delta B$  é a matriz de variação de susceptância devido a compensação série de ordem ( $nb \times nb$ ).

$A_i(i)$	afluência da usina $i$ durante o estágio $t$ .
$c$	Representa o custo dos dispositivos FACTS. Neste trabalho, será adotado o custo de 100 US\$/KVA para os dispositivos FACTS. Note que este valor representa uma parcela de 26.3 mil US\$/MVA.ano se for considerado uma taxa anual de 10% e um período de 5 anos para amortização.
$C_{CS}(k)$	coeficientes de custo para CS.
$C_{DE}(k)$	coeficientes de custo para o DE.
CE	Custo do Equipamento.
$C_{facts}$	custo dos dispositivos FACTS (US\$/ano).
$c_i$	custo de geração do gerador $i$ (US\$/MWh). $i = 1, \dots, n_g$ , onde $n_g$ é o numero de barras com geradores térmicos.
$CI_k$	é igual ao custo de instalação do equipamento na linha $k$ .
$C_k$	custo do circuito $k$ .
CO	Custo Operacional.
CT	Custo total. $CT = CO + CE$ .
$CTG_i$	representa o custo total do agente da geração $i$ .
$C_{tot}$	custo total do sistema (MW).
$CTr$	custo da transação (tarifa).
$CTr(u)$	custo alocado ao agente $u$ .
$CU_k$	custo unitário do circuito $k$ .
D	carga total do sistema (MW).
$FA_k$	valor absoluto do fluxo no circuito $k$ .
$f_k(u)$	fluxo no circuito $k$ causado por $u$ .
$\bar{f}_k$	capacidade do circuito $k$ .
$\bar{f}_{t_k}$	é o limite térmico da linha $k$ .

- $G_i$  geração de potência ativa na barra  $i$ .
- $\underline{G}_i$  e  $\overline{G}_i$  limites de geração na barra  $i$ .
- $g_k$  é a condutância do circuito  $k$ .
- InvG investimento em geração.
- InvT investimento em transmissão.
- $L_i^{(t)}$  é a carga na barra  $i$  na iteração ( $t$ ), a qual inclui as perdas.
- $L_i^0$  é a carga original (sem perdas) na barra  $i$ .
- $m$  numero de linhas candidatas a receber os dispositivos FACTS.
- $M_i$  é o numero de hidro plantas imediatamente a montante da hidro planta  $i$ .
- $n$  é o numero de usinas hidráulicas.
- $pb$  representa a potência base.
- $P_k$  representa a perda no circuito  $k$ .
- $P_k^{(t-1)}$  é a perda no circuito  $k$  na iteração ( $t-1$ ).
- $Q_t(i)$  volume turbinado durante o estágio  $t$ .
- $S_t(i)$  volume vertido na usina  $i$  durante o estágio  $t$ .
- $T1$  é o numero de estágios no período de planejamento.
- $US_i(x)$  representa o uso do sistema de transmissão pelo agente da geração.
- $V_i$  e  $V_j$  magnitude de tensão da barra de origem  $i$ , e destino  $j$ .
- $V_t(i)$  volume armazenado na usina  $i$  no estágio  $t$ .
- $W$  quantidade de carga da transação (MW).
- $X_c(k)$  é a reatância do capacitor série na linha  $k$ .
- $\theta_{ij}$  diferença angular entre as barras  $i$  e  $j$ .
- $\gamma_{ij}$  susceptância do circuito  $i-j$ .

- $\gamma_k^0$  é a susceptância da linha k sem a compensação série.
- $\overline{\Delta\gamma_k}$  limite de variação da susceptância na linha k (limite de compensação da linha).
- $\Omega_i$  é o conjunto de circuitos os quais estão conectados na barra i.
- $\pi d_i, \pi d_j$  são os custos marginais das barras i e j.
- $\psi_k$  é o ângulo de defasagem do defasador.
- $\Omega_{k+}$  representa o conjunto dos participantes com fluxo positivo no circuito k.

## APÊNDICE A

### DESPACHO ECONÔMICO DE CARGA

Um sistema de geração/transmissão de energia elétrica deve ser capaz de atender à demanda prevista, de maneira econômica e confiável. Esta operação está sujeita a restrições de operação, tais como: equações da rede, limites de geração e de fluxos nas linhas de transmissão. Conhecida a região de viabilidade (restrições), o operador do sistema deve procurar, dentre todos os pontos de operação possíveis, o mais conveniente. Se forem conhecidos, por exemplo, os custos de produção de energia, associados a cada gerador, o operador do sistema pode buscar o ponto mais econômico de operação. Neste sentido, este apêndice mostra uma ferramenta muito usada para o cálculo da operação ótima de um sistema elétrico, onde o objetivo é minimizar o Custo Operacional (CO), associado às restrições de viabilidade do sistema:

- Balanço de potência (equações de fluxo de carga)
- Limites de geração
- Limites de fluxo nas linhas de transmissão

Em sistemas de transmissão em extra/alta tensão, é possível assumir algumas hipóteses que tornam bem mais simples o cálculo do fluxo de potência:

- As tensões nas barras ( $V_k$ ) são aproximadamente iguais à nominal.

$$V_k \approx 1$$

- As aberturas angulares entre as barras  $i$  e  $j$  ( $\theta_{ij}$ ) são pequenas.

$$\text{sen } \theta_{ij} \approx \theta_{ij}$$

$$\text{cos } \theta_{ij} \approx 1$$

- As resistências das linhas ( $r_{ij}$ ) são muito menores que as reatâncias ( $x_{ij}$ ),

$$r_{ij} \ll x_{ij}$$

em consequência as condutâncias ( $g_{ij}$ ) e susceptâncias ( $\gamma_{ij}$ ) podem ser aproximadas.

$$g_{ij} = \frac{r_{ij}}{r_{ij}^2 + x_{ij}^2} \approx 0$$

$$\gamma_{ij} = \frac{x_{ij}}{r_{ij}^2 + x_{ij}^2} \approx \frac{1}{x_{ij}}$$

- As susceptância shunt ( $\gamma_{ij}^{sh}$ ) podem ser desprezadas

$$\gamma_{ij}^{sh} \approx 0$$

Aplicando-se estas hipóteses à expressão de fluxo de potência ativa na rede, tem-se um modelo de fluxo de potência linear, ou modelo DC. Este modelo DC é bastante utilizado, como uma ferramenta rápida para o cálculo aproximado dos fluxos de potência ativa em sistemas elétricos. Estudos com o sistema brasileiro [12], por exemplo, mostram que os erros na aproximação são relativamente pequenos (2% a 5%) em linhas mais sobrecarregadas. Em outras palavras, o Modelo Linearizado é uma ferramenta bastante útil na análise de fluxos de potência ativa. Entretanto, os cálculos de fluxo de potência reativa e perfis de tensão devem ser feitos através do modelo completo de fluxo de carga.

Utilizando-se este modelo linear de fluxo de carga no problema de operação ótima [13], tem-se que o despacho econômico de carga, pode ser formulado através de programação linear (PL), tal como:

$$CO = \text{Min} \sum c_i \times G_i \quad (A1)$$

s. a.

$$\mathbf{G} - \mathbf{B} \theta = \mathbf{L} \quad \text{balanço de potência} \quad (A1.1)$$

$$\underline{G}_i \leq G_i \leq \bar{G}_i \quad \text{restrições de geração} \quad (A1.2)$$

$$-\bar{\mathbf{F}}^0 \leq \mathbf{F} \leq \bar{\mathbf{F}}^0 \quad \text{restrições de fluxo} \quad (A1.3)$$

onde:

$c_i$  custo de geração do gerador  $i$  (US\$/MWh).  $i=1, \dots, ng$ .  $ng$  é o número de barras com geradores.

$G_i$  geração de potência ativa  $i$ .

- B** matriz de susceptância de barra de ordem (nb x nb). nb é o número de barras do sistema.
- G** vetor de geração ativa de ordem (nb x 1). Nas barras sem geração os elementos do vetor valem zero.
- $\theta$  vetor de ângulos das barras de ordem (nb x 1).
- L** vetor de carga ativa de ordem (nb x 1).
- $\underline{G}_i$  e  $\overline{G}_i$  limites de geração na barra i.
- F** vetor de fluxos nos circuitos de ordem (nl x 1). nl é o número de circuitos do sistema.
- $\overline{F}^0$  vetor de limites de fluxo nos circuitos de ordem (nl x 1). Estes limites, geralmente estão associados com limites de estabilidade dinâmica e tensão e não, com o limite térmico da linha.

A solução ótima de um problema de programação linear pode ser obtida pelo algoritmo SIMPLEX [14]. Através deste método de solução podem ser obtidos, sem esforço computacional adicional, os índices de sensibilidade. Estes índices medem a variação do CO em relação às variações incrementais das restrições. Eles correspondem aos multiplicadores de Lagrange (também conhecidos como variáveis duais) associados a cada restrição do problema de otimização. Por exemplo, para as restrições (A1.1), tem-se que os multiplicadores de Lagrange ( $\pi d_k$ ) valem:

$$\pi d_k = \frac{\partial CO}{\partial d_k} \quad (A2)$$

onde  $d_k$  é a demanda da barra k.

Os coeficientes ( $\pi d_k$ ) são muito utilizados na teoria microeconômica.

## APÊNDICE B

### ALGORITMO DE DECOMPOSIÇÃO DE BENDERS

O problema de operação de um sistema multireservatório pode ser modelado como um problema multiperíodo e linear. A sua solução pode ser obtida através de algoritmos convencionais de programação linear. Entretanto, a utilização de técnicas que consideram a estrutura do problema, permite uma melhoria no desempenho do algoritmo simplex. Uma alternativa é a técnica de decomposição de Benders. Esta técnica decompõe o problema original, em um conjunto de subproblemas de um único estágio. Cada subproblema envia para o subproblema subsequente a sua solução, e recebe deste uma restrição. O problema de decisões sequenciais e a técnica de decomposição utilizados para a solução do problema original são apresentados neste apêndice. Os conceitos serão ilustrados através da solução do problema de decisão, em dois estágios:

$$CO = \text{Min } \mathbf{c}_1^T \mathbf{x}_1 + \mathbf{c}_2^T \mathbf{x}_2 \quad (\text{B1})$$

s. a.

$$\mathbf{A}_1 \mathbf{x}_1 \geq \mathbf{B}_1 \quad (\text{B1.1})$$

$$\mathbf{E}_1 \mathbf{x}_1 + \mathbf{A}_2 \mathbf{x}_2 \geq \mathbf{B}_2 \quad (\text{B1.2})$$

$$\mathbf{x}_1, \mathbf{x}_2 \geq \mathbf{0} \quad (\text{B1.3})$$

onde:

$\mathbf{x}_1, \mathbf{x}_2$  representam as gerações hidráulicas e térmicas, volumes armazenados e vertidos no primeiro e segundo estágios, respectivamente. Supostos de ordem ( $n \times 1$ ).

$\mathbf{c}_1, \mathbf{c}_2$  vetores de custo associados com as variáveis  $\mathbf{x}_1$  e  $\mathbf{x}_2$ , respectivamente.

$\mathbf{A}_1$  matriz de coeficientes. Dimensão  $m \times n$ .

Todos os outros vetores e matrizes têm dimensões compatíveis com  $\mathbf{x}_1, \mathbf{x}_2$  e  $\mathbf{A}_1$ , ou seja,  $\mathbf{B}_1(m \times 1)$ ,  $\mathbf{B}_2(m \times 1)$ ,  $\mathbf{E}_1(m \times n)$  e  $\mathbf{A}_2(m \times n)$ .

O problema (B1) pode ser interpretado como um processo de decisão, em dois estágios:

- O primeiro estágio corresponde à solução viável  $\mathbf{x}_1^*$ , que satisfaz as restrições (B1.1). Este problema corresponde a uma relaxação do problema global de planejamento de operação, (B1). Portanto, o custo associado a sua solução ótima

pode ser tomado como um limite inferior (LI), para o custo da solução ótima do problema global ( $CO > LI$ ).

$$LI = \text{Min } \mathbf{c}_1^T \mathbf{x}_1 \quad (\text{B2})$$

sa

$$\mathbf{A}_1 \mathbf{x}_1 \geq \mathbf{B}_1 \quad (\text{B1.1})$$

$$\mathbf{x}_1 \geq \mathbf{0} \quad (\text{B1.2})$$

- Dado o vetor  $\mathbf{x}_1^*$ , o problema de segundo estágio corresponde ao cálculo das variáveis  $\mathbf{x}_2^*$ .

$$\text{Min } \mathbf{c}_2^T \mathbf{x}_2 \quad (\text{B3})$$

sa

$$\mathbf{A}_2 \mathbf{x}_2 \geq \mathbf{B}_2 - \mathbf{E}_1 \mathbf{x}_1^* \quad (\text{B3.1})$$

$$\mathbf{x}_2 \geq \mathbf{0} \quad (\text{B3.2})$$

A solução  $(\mathbf{x}_1^*, \mathbf{x}_2^*)$  atende às restrições do problema global (B1) e é portanto uma solução viável (embora não necessariamente ótima). O custo associado a esta solução pode, portanto, ser considerado como um limite superior (LS), para o custo da solução ótima do problema global ( $LS = \mathbf{c}_1^T \mathbf{x}_1^* + \mathbf{c}_2^T \mathbf{x}_2^*$ ).

Se a diferença entre os dois limites (LS e LI) for menor que uma tolerância,  $\epsilon$ , a solução  $(\mathbf{x}_1^*, \mathbf{x}_2^*)$  é considerada a solução ótima.

Caso contrário, os resultados da solução do problema de segundo estágio são utilizados para a obtenção de uma restrição, para o problema de primeiro estágio. A solução do primeiro estágio, associada a esta nova restrição, apresenta um novo valor de LI. Este valor de custo tende a aproximar-se cada vez mais de CO, até a convergência do processo. Portanto, torna-se necessário o conhecimento das restrições a serem adicionadas ao primeiro estágio, a cada iteração.

A solução ótima do problema de segundo estágio pode ser escrita como uma função das variáveis de primeiro estágio,  $\mathbf{x}_1$ :

$$f(\mathbf{x}_1) = \text{Min } \mathbf{c}_2^T \mathbf{x}_2 \quad (\text{B4})$$

s. a.

$$\mathbf{A}_2 \mathbf{x}_2 \geq \mathbf{B}_2 - \mathbf{E}_1 \mathbf{x}_1 \quad (\text{B4.1})$$

$$\mathbf{x}_2 \geq \mathbf{0} \quad (\text{B4.2})$$



o que significa que, o valor ótimo do custo de operação do sistema, no segundo estágio, depende da decisão determinada pelas variáveis de primeiro estágio,  $x_1$ .

Pela teoria primal/dual, o dual do problema B4 é escrito como:

$$f(x_1) = \text{Max } (\mathbf{B}_2 - \mathbf{E}_1 x_1)^T \pi \quad (\text{B5})$$

sa

$$\mathbf{A}_2^T \pi \leq \mathbf{c}_2 \quad (\text{B5.1})$$

$$\pi \geq \mathbf{0} \quad (\text{B5.2})$$

onde  $\pi$  é o vetor de variáveis duais correspondente a solução de B4. Dimensão ( $m \times 1$ )

Este problema pode ainda ser expresso em forma equivalente por:

$$f(x_1) = \text{Min } \alpha \quad (\text{B6})$$

sa

$$\alpha \geq (\mathbf{B}_2 - \mathbf{E}_1 x_1)^T \pi \quad (\text{B6.1})$$

$$\pi \in \Pi \quad (\text{B6.2})$$

onde:

$\alpha$  é uma variável escalar.

$\Pi$  representa o conjunto de restrições que incorpora (B5.1) e (B5.2).

A equivalência entre as duas formulações (B5 e B6) pode ser facilmente verificada observando que, sendo  $\alpha$  maior ou igual a  $(\mathbf{B}_2 - \mathbf{E}_1 x_1)^T \pi$  e, como o objetivo é minimizar  $\alpha$ , seu valor ótimo é  $\text{Max}\{(\mathbf{B}_2 - \mathbf{E}_1 x_1)^T \pi\}$ . Substituindo (B6) em (B1), obtém-se:

$$\text{CO} = \text{Min } \mathbf{c}_1^T x_1 + \alpha \quad (\text{B7})$$

sa

$$\mathbf{A}_1 x_1 \geq \mathbf{B}_1 \quad (\text{B7.1})$$

$$\alpha \geq (\mathbf{B}_2 - \mathbf{E}_1 x_1)^T \pi \quad (\text{B7.2})$$

$$\mathbf{E}_1 x_1 + \mathbf{A}_2 x_2 \geq \mathbf{B}_2 \quad (\text{B7.3})$$

$$\pi \in \Pi \quad (\text{B7.4})$$

$$x_1, x_2 \geq \mathbf{0} \quad (\text{B7.5})$$

Desta forma o primeiro estágio pode ser resolvido como:

$$LI = \text{Min } \mathbf{c}_1^T \mathbf{x}_1 + \alpha \quad (\text{B8})$$

sa

$$\mathbf{A}_1 \mathbf{x}_1 \geq \mathbf{B}_1 \quad (\text{B8.1})$$

$$\alpha \geq (\mathbf{B}_2 - \mathbf{E}_1 \mathbf{x}_1)^T \pi_1 \quad (\text{B8.2})$$

$$\alpha \geq (\mathbf{B}_2 - \mathbf{E}_1 \mathbf{x}_1)^T \pi_2$$

·

·

·

$$\alpha \geq (\mathbf{B}_2 - \mathbf{E}_1 \mathbf{x}_1)^T \pi_{\text{niter}-1}$$

$$\mathbf{x}_1 \geq \mathbf{0} \quad (\text{B8.4})$$

onde *niter* é o número de iterações do processo. A cada iteração é adicionada uma restrição ao problema de primeiro estágio.

O algoritmo de decisões seqüenciais, para o caso com dois estágios, pode ser resumido nos seguintes passos:

### (1) Início

$$LI = 0$$

$$LS = \infty$$

$$\text{niter} = 1$$

### (2) Solução do problema de primeiro estágio

Resolver B8. Seja  $\mathbf{x}_1^*$  a decisão do primeiro estágio e LI o custo associado a solução ótima ( $\mathbf{x}_1^*$ ,  $\alpha^*$ ). Este custo corresponde a um limite inferior do custo ótimo do problema global. Na primeira iteração não existem as restrições (B8.2), portanto,  $\alpha^* = 0$ .

### (3) Solução do problema de segundo estágio

Utilizando-se  $\mathbf{x}_1^*$ , resolver B3. Seja  $\mathbf{x}_2^*$  a decisão de segundo estágio e  $\pi_{\text{niter}}$  as variáveis duais.

**(4) Melhor solução obtida**

$$LS = \mathbf{c}_1^T \mathbf{x}_1^* + \mathbf{c}_2^T \mathbf{x}_2^*$$

**(5) Teste de convergência**

Se  $LS - LI < \varepsilon$ , FIM.

Caso contrário, incorporar a restrição violada expressa sob a forma de (B8.2) ao problema de primeiro estágio. O contador de iterações é incrementado.

niter = niter + 1

$$\alpha \geq (\mathbf{B}_2 - \mathbf{E}_1 \mathbf{x}_1)^T \pi_{\text{niter}-1} \quad (\text{B8.2})$$

**(6) Voltar para o passo (2)**

## APÊNDICE C

### LAY-OUT DO PROGRAMA CHFAC

Este apêndice apresenta o “lay-out” para a entrada de dados do projeto desenvolvido na linguagem FORTRAN. Estes dados devem ser armazenados em um arquivo com extensão “.otm”. Após a execução do programa, é gerado um arquivo com os dados do sistema e com os resultados da simulação.

Para facilitar o entendimento do arquivo de entrada de dados, é adotado os códigos “I” para variável inteira, “R” para variável real e “A” para variável caracter.

#### C.1 - CARTÕES DE TÍTULOS:

As cinco primeiras linhas do arquivo de dados são destinadas a comentários sobre o sistema em estudo.

#### C.2 - DADOS GERAIS:

A sexta linha do arquivo deve conter os dados gerais do sistema e dados para execução do programa.

Colunas 1-4: nb – número de barras - I

Colunas 5-8: nl – número de ramos (linhas + transformadores) - I

Colunas 9-14: pb – potência base (MW) - R

Colunas 15-17: ngt – número de usinas térmicas – I

Colunas 18-20: ngh – número de usinas hidráulicas – I

Colunas 21-23: nes – número de estágios – I

Colunas 24-28: hdr – fator referente a hidrologia, utilizado para representar períodos secos, médio, úmidos – R

Colunas 29-33: dias – número de dias que compõe cada estágio – I

Colunas 34-38: anos – período do planejamento da operação – I

Colunas 39-41: ncod – código de execução do programa. Este número será usado para selecionar as linhas candidatas a receber os dispositivos FACTS. Veja entrada de dados dos ramos - I

Colunas 42: ntip – tipo de equipamento a ser simulado. 1 p/ CS e 2 p/ DE – I

### C.3 - CARTÃO BRANCO:

Cartão em branco para separar a entrada de dados.

### C.4 - DADOS DAS BARRAS:

Neste caso, deve-se preencher um cartão para cada barra do sistema. Estes dados devem ser finalizados com o código “END”.

Colunas 1-8: nome da barra - A

Colunas 9-18: carga ativa na barra (MW) - R

Colunas 19-28: custo da geração térmica, se houver usina térmica na barra (US\$/MWh) - R

Colunas 29-38: limite de geração térmica (MW) - R

Colunas 39-40: número código de geração – I

- 1 – barra com geração térmica
- 2 – barra de geração hidráulica
- 0 – sem geração na barra

Colunas 41-50: ângulos iniciais (rd). Estes valores não são necessários para a execução do programa - R

Colunas 51-60: potência ativa injetada/retirada na barra (MW). Esta potência representa uma transação de pedágio – R

- (-) potência injetada na barra
- (+) potência retirada da barra

### C.5 - DADOS DOS RAMOS:

Utiliza-se um cartão para cada ramo do sistema. Estes dados também devem ser finalizados com o código “END”.

Colunas 1-8: nome da barra de partida do ramo - A

Colunas 8-16: nome da barra de chegada do ramo - A

Colunas 17-26: reatância do ramo (pu) - R

Colunas 27-36: limite de estabilidade ou tensão (MW) - R

Colunas 37-38: número código do ramo. Se este número é igual ao número código de execução do programa, a linha é candidata a receber o dispositivo FACTS - I

Colunas 39-48: resistência do ramo (pu) - R

Colunas 49-58: limite térmico do ramo (MW) - R

Colunas 59-68: custo do ramo ( mil US\$/ano) - R

#### C.6 - DADOS DAS USINAS HIDRÁULICAS:

Utiliza-se um cartão para cada usina hidráulica. Finalizar com o cartão "END".

Colunas 1-8: nome da barra onde se localiza a usina - A

Colunas 9-18: volume inicial do reservatório ( $10^7 \text{ m}^3$ ) - R

Colunas 19-28: volume mínimo do reservatório ( $10^7 \text{ m}^3$ ) - R

Colunas 29-38: volume máximo do reservatório ( $10^7 \text{ m}^3$ ) - R

Colunas 39-48: vazão máxima da turbina ( $\text{m}^3/\text{s}$ ) - R

Colunas 49-56: nome da barra da usina a montante - A

Colunas 57-64: nome da barra de outra usina a montante - A

#### C.7 - DADOS DAS AFLUÊNCIAS:

Utiliza-se um cartão para cada estágio. As colunas contêm as afluências das usinas ( $\text{m}^3/\text{s}$ ). O formato é livre. Finalizar com o cartão "END".

	Usina 1	Usina 2	...	Usina ngh
Estágio 1				
Estágio 2				
.				
.				
.				
Estágio $T_1$				

#### C.8 – Exemplo

O arquivo de dados a seguir contém os dados para o sistema do exemplo III.2, mostrado no capítulo III.

