

TESE

852

EFEI



ESCOLA FEDERAL DE ENGENHARIA DE ITAJUBÁ

**AVALIAÇÃO DAS METODOLOGIAS DE ALOCAÇÃO DOS
CUSTOS FIXOS DE TRANSMISSÃO E SEUS EFEITOS NA
TARIFA DE TRANSPORTE**

ANA MARIA ANTUNES GUIMARÃES

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO PARA OBTENÇÃO
DO TÍTULO DE MESTRE EM CIÊNCIAS DE
ENGENHARIA ELÉTRICA

ORIENTADOR : Prof J.W. MARANGON LIMA, D.Sc.

DEZEMBRO DE 1995
ITAJUBÁ - MG

CLASS. 621.315(043.2)

CUTTER. G974a

TOMBO. 852

JANA MARIA ANTONIETTES GUMMARS

DISSERTAÇÃO DE Mestrado para obtenção
do título de Mestre em Ciências de
Engenharia Elétrica

ORIENTADOR: Prof. J. W. MARANGON LIMA D. Sc.

DEZEMBRO DE 1985
TAUBATUBA - MG

*Dedico este trabalho àqueles que
sempre me deram todo o apoio.
Aos meus pais Antonio e Aparecida,
aos meus irmãos Luiza e Guilherme,
a meu avô Sebastião e a Valdir.*

SUMÁRIO

Com o quadro político-econômico atual delineado pelo trabalho realizado no âmbito do Conselho Superior para a Gestão e Avaliação da Educação Superior, com o apoio de diversos órgãos das Escolas de Engenharia, para a realização de pesquisas de campo em nível de pós-graduação, visando a identificação de problemas e a elaboração de propostas de intervenção, este trabalho foi desenvolvido e teve como objetivo principal a identificação de problemas e a elaboração de propostas de intervenção.

Agradecimentos

Agradeço imensamente à EFEI por ter me dado a chance de realizar este trabalho. E é com grande respeito e admiração que agradeço ao Professor Marangon Lima pela dedicação, paciência e pela excelente orientação que me prestou durante todo este trabalho.

As atividades de desenvolvimento de um projeto de pesquisa de pós-graduação são caracterizadas por serem interdisciplinares, pois os aspectos científicos e técnicos são tratados de forma integrada. Este trabalho abordará as atividades de pesquisa que dizem respeito ao estudo de caso de uma empresa que atua no setor de serviços de engenharia. Os principais aspectos serão abordados e analisados sob o ponto de vista de alguns aspectos como: a estrutura do "setor", a origem da empresa, a evolução da tarefa e o processo de planejamento da empresa. Os aspectos metodológicos serão abordados visto que uma das dificuldades de uma pesquisa de campo é a coleta de dados e a análise dos resultados.

O objeto da tarefa do serviço de desenvolvimento de engenharia e tecnologia foi tratado neste trabalho com a ajuda de um consultor que atuava e atua na área de Engenharia.

RESUMO

Com o quadro político-econômico atual delineado pela tendência neo-liberal, o caminho apontado para atingir a eficiência econômica tem sido através da competição. Uma das formas encontradas para introduzir mecanismos de competição no setor de energia elétrica tradicionalmente composto por empresas estatais e/ou privadas totalmente verticalizadas e com característica de monopólio natural, tem sido através da segregação das atividades de geração, transmissão e distribuição. Como a competição na área de transmissão é dificultada pelos aspectos técnicos, é importante que seja facultado o livre acesso ao sistema de transmissão para os agentes que atuam na área de geração e distribuição. A tarifa do serviço de transmissão terá um papel significativo neste modelo, visto que poderá direcionar os investimentos em geração.

As metodologias para determinação do custo do serviço de transmissão podem ser classificadas em: custo incremental, custo do sistema existente e custo incremental/sistema existente combinado. Este trabalho abordará as metodologias do segundo grupo que alocam os custos fixos do sistema existente entre os usuários da rede de transmissão. Os principais métodos serão apresentados e comparados através de alguns aspectos como: a estabilidade do "pool", o efeito da associação, continuidade da tarifa e o impacto no planejamento da expansão. Os aspectos econômicos serão abordados visto que uma das deficiências destes métodos se refere à não emissão de sinais econômicos corretos aos agentes.

O efeito da tarifa do serviço de transmissão no planejamento é também tratado neste trabalho com a ajuda de um exemplo que representa o sistema Sul do Brasil.

ABSTRACT

With the recent political and economical environment derived basically from the neo-liberal trend, the path toward *economic efficiency* is always associated with *competition*. One attempt to introduce competition into power industry which is composed by vertically private or state utilities has been through unbounding the services: generation, transmission and distribution. As competition in transmission business has been presented some drawbacks due to technical and economic problems, it is desirable to provide transmission open access to the third parties which are acting on generation and distribution.

The methods proposed to price transmission services can be classified as: incremental cost, embedded cost and combined incremental/embedded cost methods. This work will focus on the methods of the second group which allocate the transmission fixed charges among the transmission users. The main methods will be presented and compared with the assistance of some issues such as: pool stability, association effect, tariff continuity and expansion planning effect. Some attention will also be addressed to the economic signals derived from these methods that is usually pointed as their major shortcoming.

The tariff effect on the expansion planning will also be treated in this work through an example associated with the South region of the Brazilian system.

NOTAÇÕES

Ao longo deste trabalho serão utilizadas as seguintes notações:

CT_i	custo do transporte alocado ao agente i
$CTOT$	custo total da rede de transmissão
W	valor em MW da transação
D	demanda total do sistema
Π_i, Π_j	são os custos marginais das barras i e j
CE_{x_l}	custo do elemento l
f_l^i	fluxo que atravessa o elemento l devido ao agente i
\bar{f}_l	capacidade do elemento l
ECC	custo fixo anual.
$\Delta MW_{f,1}$	intercâmbio em MW do serviço de transmissão contratado #1, através do componente f
$\Delta MW_{f,s}$	intercâmbio em megawatts da transação s , através do componente f
EC_f	custo fixo anual do componente f
S, F	conjunto de todas as vendas S e dos componentes F em um ano
$CE_{x_l}^i$	custo associado ao elemento l devido à transação i
RE_{x_i}	é a renda da empresa i para fazer frente aos custos do sistema existente
Ω_i	é o conjunto dos elementos que pertencem à empresa i

C_l	custo dos elementos que pertencem à empresa i
f_l^s	fluxo no elemento l devido à transação s
Ω_+	conjunto das transações i cujos fluxos estão no sentido positivo
Ω_-	conjunto das transações i cujos fluxos estão no sentido negativo
f_{ii}^{EA}	é o fluxo de efeito anulante da transação i no elemento l
f_{ii}^{EC}	é o fluxo de efeito capacidade da transação i no elemento l
$CEx_l^j(P1)$	é a parcela P1 do custo a ser alocado à transação i
$CEx_l^j(P2)$	é a parcela P2 do custo a ser alocado à transação i
Cpf_l	é o custo do <i>pedágio fictício de capacidade</i> relativo ao elemento l
InvG	investimentos em geração
COp	custo operacional do sistema de geração
$T(w)$	tarifa do serviço de transmissão

ÍNDICE

CAPÍTULO I - INTRODUÇÃO	1
I.1 INTRODUÇÃO	1
I.2 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO	4
CAPÍTULO II - METODOLOGIAS DE ALOCAÇÃO	5
II.1 INTRODUÇÃO	5
II.2 PRINCIPAIS MÉTODOS	6
Postage Stamp	6
Contract Path	6
Custo Marginal	7
MW-Milha	7
Método do Módulo	9
Método do Fluxo Positivo	10
Método do Fluxo Dominante	11
Método do SINTREL	14
II.3 CONCLUSÃO	16
CAPÍTULO III - COMPARAÇÃO DOS MÉTODOS	17
III.1 INTRODUÇÃO	17
III.2 PRINCIPAIS ASPECTOS	18
III.2.1 Continuidade da Tarifa	18
III.2.2 Estabilidade do "Pool"	21
III.2.3 Efeito da Associação	25
III.2.4 Efeito da Modularidade dos Investimentos	26
III.3 ANÁLISE DOS MÉTODOS EM UM SISTEMA REAL	29
III.3.1 Sistema Teste	29
III.3.2 Principais Resultados	32
III.4 CONCLUSÃO	35

CAPÍTULO IV - TARIFA DE TRANSPORTE NO PLANEJAMENTO	36
IV.1 INTRODUÇÃO	36
IV.2 PLANEJAMENTO EM AMBIENTE COMPETITIVO	38
IV.3 PLANEJAMENTO GERAÇÃO - TRANSMISSÃO CENTRALIZADO	41
IV.4 VALORAÇÃO DAS TRANSAÇÕES DE TRANSPORTE	46
IV.5 SINALIZAÇÃO VIA TARIFA DE TRANSPORTE	49
IV.6 CONCLUSÃO	52
CAPÍTULO V - CONCLUSÕES	53
V.1 CONCLUSÃO GERAL	53
V.2 TEMAS PARA FUTUROS DESENVOLVIMENTOS	54
APÊNDICE A	55
APÊNDICE B	60
APÊNDICE C	61
REFERÊNCIAS	64
LISTA DE FIGURAS	67
LISTA DE TABELAS	68

CAPÍTULO I - INTRODUÇÃO

I.1 - INTRODUÇÃO

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. O grau atual de verticalização das concessionárias de energia elétrica tem sido apontado como uma das causas desta ineficiência. Portanto, alguns países adotaram um modelo desagregado dos serviços de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, como o primeiro passo em busca da eficiência. Como consequência desta separação, surgem novas empresas especializadas em cada uma destas áreas. Na área de geração, há um incremento nas atividades privadas relativas à produção independente e cogeração. Na transmissão, onde a figura do monopólio natural é mais marcante, a implementação de um modelo competitivo ou de "livre mercado" apresenta uma série de restrições técnicas e econômicas. Apesar de apresentar algumas características de monopólio natural, em função do grau de investimento, a distribuição é outro segmento em que a competição é viável. Uma vez que 60% do custo final da energia elétrica é proveniente da geração, um modelo que permita a competitividade neste segmento já representa um avanço, devendo contribuir para uma diminuição das tarifas de energia elétrica.

Nos Estados Unidos, onde as empresas de energia elétrica já são em sua maior parte privadas, a utilização do sistema de transmissão por terceiros já vem sendo tema de debate no FERC ("Federal Energy Regulatory Commission") desde a criação dos "qualified facility" [1] em 1978. Este novo agente poderia vender sua energia elétrica para a concessionária local, ou então, utilizar o sistema de transmissão da mesma, para transportar sua energia. Assim, tornou-se necessário criar uma tarifa de transporte para ressarcir à empresa detentora do sistema de transmissão. Esta tarifa, que é proporcional ao montante de energia transacionada, está sendo atualmente revista.

Na Inglaterra, que foi a pioneira no processo de privatização do setor elétrico num curto intervalo de tempo, a empresa estatal CEGB que gerava e transmitia energia elétrica foi desmembrada, separando os serviços de geração e de transmissão [2]. A geração ficou basicamente a cargo de três empresas privadas: a National Power e a PowerGen, responsáveis pelas usinas hidráulicas, eólicas e de combustíveis fósseis; e a Nuclear Electric, responsável pelas usinas nucleares. Na transmissão, foi criada a

empresa National Grid Company - NGC, que ficou responsável pela operação e manutenção da rede de transmissão, como também pelo atendimento a qualquer solicitação de acesso à rede de transmissão.

Na América do Sul, este processo iniciou-se no Chile em 1982, seguido da Argentina em 1992, Peru e Colômbia. Cada um com características diferentes, mas tendo em comum a segregação das atividades.

No Brasil, foi criado no final de 1993 o Sistema Nacional de Transmissão de Energia Elétrica - SINTREL [3], responsável pela coordenação da transmissão, permitindo o livre acesso à rede por agentes externos, inicialmente sob a forma de cogeração. Recentemente, o decreto foi estendido para produtores independentes. Esta iniciativa do governo federal tem como principal objetivo separar os serviços de geração dos serviços de transmissão, facilitando o ingresso de capitais privados no segmento da geração de energia elétrica. Logo, para que este processo se torne viável, é necessário definir metodologias para valoração do serviço de transmissão.

É dentro deste contexto, que o presente trabalho apresenta as principais metodologias para valoração do serviço de transmissão, fazendo uma comparação entre os métodos existentes e seus efeitos. Esta avaliação constará de uma parte teórica e uma parte prática, onde o sistema elétrico da Região Sul do Brasil será utilizado como exemplo.

As metodologias para valoração do serviço de transmissão apresentam três linhas principais:

(i) as derivadas do Custo Marginal de Curto Prazo, muito defendidas pelos economistas, visto que apresentam uma série de propriedades relativas à eficiência econômica. Estas metodologias derivam da idéia do "Spot Pricing" [4].

(ii) as que alocam o custo total da rede de transmissão, que basicamente é composto pelos custos fixos, apresentando a vantagem de se obter uma completa remuneração de todos os custos.

(iii) e as que combinam as duas linhas anteriores.

A combinação de (i) e (ii) originando uma terceira linha se deve ao fato de que as metodologias que utilizam o custo marginal, utilizada na Inglaterra, Chile e

Argentina, não conseguem remunerar a totalidade dos investimentos em transmissão, sendo necessário adicionar uma outra parcela de ajuste. Esta parcela que representa um rateio dos custos remanescentes entre os agentes que utilizam a rede de transmissão é obtida utilizando os métodos da segunda linha. Os métodos em (ii) são relativamente simples de serem implementados mas são criticados em função de seu embasamento econômico.

Este trabalho apresenta os métodos de alocação do custo fixo mostrando as suas principais deficiências sob o enfoque econômico. Algumas sugestões são feitas no sentido de minimizar os problemas detectados e aproximar do conceito marginalista.



I.2 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

Os principais métodos de alocação de custo fixo serão discutidos no capítulo II. Apesar do custo marginal não pertencer a esta classe de métodos, este será abordado para efeito de melhor compreensão na análise dos métodos.

Uma comparação destes métodos é feita no capítulo III, utilizando exemplos bastante simples. Alguns aspectos como a continuidade da tarifa, efeito da associação entre os agentes, estabilidade do "pool" e o efeito da modularidade dos investimentos serão verificados para subsidiar esta comparação.

O efeito da tarifa de transporte no dimensionamento do sistema de transmissão será abordado no capítulo IV. Este efeito é talvez o mais complexo de ser avaliado visto que as incertezas no planejamento da expansão são muitas. Com o uso do sistema elétrico da Região Sul do Brasil, os principais aspectos relativos aos custos de expansão serão abordados.

No capítulo V serão apresentadas as principais conclusões assim como alguns temas para futuros desenvolvimentos.

CAPÍTULO II - METODOLOGIAS DE ALOCAÇÃO

II.1 INTRODUÇÃO

Neste capítulo serão apresentadas as principais metodologias propostas e atualmente em uso em países que já reestruturaram os seus respectivos setores de energia elétrica. Estas metodologias podem ser agrupadas em subconjuntos:

(i) Custo Incremental - neste grupo se destacam os custos incrementais médios de curto e longo prazo e os custos marginais de curto e longo prazo.

(ii) Custo do Sistema Existente - neste grupo se destacam o *Postage Stamp*, o *Contract Path* e os métodos baseados em fluxo de potência como: *MW-Milha*, *Módulo*, *Fluxo Positivo* e *Fluxo Dominante*.

O método mais popular do primeiro grupo é o *Custo Marginal de Curto Prazo* que será abordado sucintamente no próximo item.

Os métodos do segundo grupo serão abordados com maiores detalhes neste trabalho, visto que são mais simples de implementar e por isso preferidos nos processos de regulamentação.

II.2 PRINCIPAIS MÉTODOS

O problema de utilização dos sistemas de transmissão por terceiros, iniciou-se nos EUA com a criação do "Qualified Facility" em 1978. Na década de 80, os métodos mais usados para tarifação do serviço de transporte e que ainda são utilizados nos EUA e Canadá são o *Postage Stamp* e o *Contract Path* [5].

Para o *Postage Stamp* todo o sistema de transmissão é utilizado na transação envolvendo o serviço de transmissão, independente das linhas reais utilizadas. O custo determinado por este método não depende da distância percorrida mas apenas da potência transacionada. É em função desta independência em relação à distância que se originou o nome do método, uma vez que obedece a mesma filosofia do selo postal.

$$CT_i = CTOT \frac{W}{D + W} \quad (II.1)$$

onde,

CT_i	custo do transporte alocado ao agente i
$CTOT$	custo total da rede de transmissão
W	valor em megawatt da transação
D	demanda total do sistema

É o método mais utilizado, pois depende apenas da magnitude da potência envolvida. Por não levar em consideração as distâncias percorridas pela potência transacionada e tão pouco a variação temporal da transação, este método apresenta distorções. Os agentes que utilizam pequena parte da rede acabam subsidiando outros que a usam mais intensamente. A sua grande vantagem é a simplicidade.

O outro método, *Contract Path*, tenta minimizar o problema da não consideração da distância confinando a potência transacionada a um caminho pré-determinado representado por um conjunto pré-definido de linhas de transmissão. As variações de fluxos ocorridas nas outras linhas de transmissão, que não foram incorporadas neste caminho, são ignoradas. Representa um contrato entre o usuário do sistema de transmissão e a empresa detentora do mesmo. São eleitas as linhas e equipamentos que farão o transporte e é estabelecida uma tarifa. Conforme pode ser facilmente observado, estes contratos bilaterais podem interferir em sistemas de terceiros face às características dos sistemas de transmissão. Nos EUA, recentemente foi instituído o GAPP (General Agreement for Parallel Path) que incorpora alguma compensação a estes terceiros [6].

Em 1986, Caramaris & Schweppe [7] desenvolveram uma metodologia para valoração do custo de transmissão de energia elétrica baseado na teoria marginalista [8,9], ou seja, no custo marginal do sistema de transmissão. É calculado o custo marginal de curto prazo (CMAcP) por barra, através de um programa de despacho ótimo com restrição de transmissão. Este custo caracteriza-se por representar a variação do custo total de operação, decorrente da variação da demanda de uma determinada barra, também chamado de "Spot Price" [4]. Com o CMAcP por barra, é possível calcular a variação do custo de produção associado a uma determinada transação envolvendo o uso do sistema de transmissão (pedágio) através da diferença entre o custo marginal da barra onde está sendo injetada a potência da transação e o da barra onde está sendo retirada tal potência.

$$CT_i = W (\Pi_i - \Pi_j) \quad (II.2)$$

onde,

CT_i	custo de transporte alocado ao agente i
W	valor em MW da transação
Π_i, Π_j	são os custos marginais das barras i e j

Um exemplo de aplicação do custo marginal foi o desenvolvimento, em 1989, de um programa computacional chamado "WRATES" (Wheeling Rates) [10], que tem por finalidade obter os custos marginais das transações de pedágio entre concessionárias, usuários privados e geradores particulares, levando em conta os efeitos das leis de Kirchoff nos fluxos das linhas de transmissão, perdas e sobrecargas. Este programa utiliza um modelo de programação linear com um fluxo de potência DC. Existem outros programas disponíveis onde são obtidos os custos marginais por barra incorporando outras características como o despacho hidrotérmico [11].

D. Shirmohammadi [12] em 1989, apresentou uma metodologia para valoração do custo de transmissão, chamada *MW-Milha*. Esta metodologia leva em consideração o trajeto da potência ao longo do sistema de transmissão, determinado por um algoritmo de fluxo de potência onde são identificados os fluxos que passam em cada elemento do sistema. Neste caso, a tarifa é função da magnitude da potência transacionada e do caminho percorrido pela mesma. Esta metodologia incorpora o aspecto espacial da transação, fazendo com que aquelas transações cujas barras de geração e consumo estejam próximas, paguem menos em relação àquelas cujas barras estejam mais distantes. O *MW-Milha* surgiu como uma reação ao método do *Postage Stamp* que ignora os aspectos inerentes à transmissão de energia elétrica.

$$CT_i = \sum_{\text{todo } l} CEx_l \frac{|f_l^i|}{f_l} \quad (\text{II.3})$$

onde,

CT_i	custo de transmissão alocado ao agente i
CEx_l	custo do elemento l
f_l^i	fluxo que atravessa o elemento l devido ao agente i
f_l	capacidade do elemento l

Assim,

$$CTOT = \sum_{\text{todo } l} CEx_l$$

CTOT custo total do sistema de transmissão (II.4)

Em 1993, Kovacs [13] apresentou uma metodologia que aloca o custo de transmissão baseado no uso relativo de cada equipamento do sistema. Por exemplo, se um serviço de transmissão prestado causou 10 MW de fluxo num determinado equipamento e a soma de todos os fluxos provocados pelos demais agentes é 100 MW, então para o agente de 10 MW é alocado 10 % do custo do componente de transmissão (linha de transmissão ou transformador). O custo do componente depende da base de custo, ou seja, se esta é fixa, incremental ou marginal. Se for fixa, então o custo de todos os componentes são incluídos. Se for incremental, então o custo de qualquer novo componente especificamente atribuído à venda, é incluído. Se for marginal, então o custo de todos os novos componentes são incluídos.

- Para o custo fixo:

É definido como um retorno necessário para pagar todos os componentes já existentes, e todos aqueles que forem acrescentados ao sistema de potência, durante o contrato do serviço de transmissão. Em um ano base, a alocação do custo fixo para uma transação de transmissão, é definida como:

$$ECC = \sum_{f \in F} \frac{|\Delta MW_{f,1}| EC_f}{\sum_{s \in S} |\Delta MW_{f,s}|} \quad (\text{II.5})$$

onde,

ECC	custo fixo anual
$\Delta MW_{f,1}$	intercâmbio em megawatts do serviço de transmissão contratado #1, através do componente f
$\Delta MW_{f,s}$	intercâmbio em megawatts da transação s , através do componente f
EC_f	custo fixo anual do componente f
S,F	conjunto de todas as vendas S e dos componentes F em um ano

- Para o custo incremental:

É definido como um retorno necessário para pagar qualquer novo componente que é especificamente atribuído ao cliente do serviço de transmissão. Estes componentes devem ser identificados durante os anos do contrato do serviço de transmissão. O cliente paga o custo total de cada componente novo que a transação necessite.

- Para o custo marginal:

É definido como um retorno necessário para pagar por qualquer nova capacidade no sistema de transmissão, ou seja, qualquer nova requisição do serviço de transmissão. O cliente do serviço de transmissão paga uma parte do custo de qualquer novo componente que o sistema de transmissão necessite.

Outros métodos derivados do *MW-Milha* têm sido propostos para a alocação do custo de transmissão, tais como o *Método do Módulo*, *Método do Fluxo Positivo* e *Método do Fluxo Dominante*.

Para o *Método do Módulo*, com os fluxos em cada elemento l da rede de transmissão relativos à transação i , é possível determinar a parcela do custo associado ao elemento l devido a esta transação, através da expressão (II.6). Este método deriva da idéia de Kovacs aplicada ao custo do sistema existente.

$$CEX_l^i = \frac{|f_l^i|}{\sum_i |f_l^i|} CEX_l \quad (II.6)$$

onde,

CEx_l custo do elemento l
 CEx_l^i custo associado ao elemento l devido à transação i

O custo do pedágio associado a uma transação i é obtido compondo as parcelas relativas a cada elemento l . Assim:

$$CT_i = \sum_l CEx_l^i \quad (II.7)$$

Supõe-se que o sistema de transmissão pertence a uma única empresa ou a um "pool" de empresas. No primeiro caso, toda a renda proveniente do pedágio é revertida para a empresa detentora do sistema. No segundo, a renda é dividida entre as empresas, descontando o custo do uso do seu próprio sistema.

$$REx_i = \sum_{l \in \Omega_i} C_l - CP_i \quad (II.8)$$

onde,

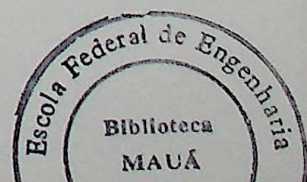
REx_i é a renda da empresa i para fazer frente aos custos do sistema existente
 Ω_i é o conjunto dos elementos que pertencem à empresa i
 C_l custo dos elementos que pertencem à empresa i

Se i for uma transação de pedágio, a primeira parcela da expressão é nula, o que faz com que a renda seja negativa. No caso de i ser uma empresa detentora de sistema de transmissão, esta renda provavelmente será positiva, significando que ela será ressarcida pelos custos fixos do sistema.

Esta alocação dos custos fixos do sistema de transmissão, fornece a distribuição de renda proveniente dos pedágios não só relacionados com as transações específicas, mas também, das próprias empresas concessionárias.

Este método é idêntico ao proposto por Kovacs para o custo fixo do sistema existente. Notar que f_l^i é igual a $\Delta MWf,1$ quando se utiliza um algoritmo de fluxo DC.

Em 1994, Rudnick [14] publicou um trabalho, no qual descreve a aplicação do *Método do Custo Marginal* ao sistema de potência Chileno e as dificuldades encontradas na alocação do custo entre as partes envolvidas, pois a adoção só do CMaCP não remunerava o sistema de transmissão. A necessidade de incluir uma



parcela adicional para remunerar o sistema existente já havia sido proposto em [15,16] visto que o CMAcP isoladamente não é suficiente. O cálculo desta parcela adicional foi feito utilizando o fluxo de potência de maneira similar ao do *Método do Módulo*, diferenciando no fato de que apenas os agentes que estavam no sentido positivo eram cobrados. Assim, os agentes que utilizam o sistema na direção contrária do fluxo líquido, estão isentos destes pagamentos. A idéia de não cobrar dos agentes que trafegam em sentido contrário ao do fluxo líquido se deve ao fato deles diminuírem os custos de investimentos no sistema de transmissão. Ao proporcionar uma diminuição no carregamento dos equipamentos, é possível postergar os investimentos em novas obras ou propiciar o ingresso à rede de novos agentes de sentido positivo. Este método em particular, assume que qualquer redução de fluxo é benéfica, mesmo havendo excesso de capacidade. Será denominado de *Método do Fluxo Positivo*, e é formulado da seguinte maneira:

$$CT_i = \sum_{\text{todo } l} CEX_l \frac{f_l^i}{\sum_{\text{todo } s \in \Omega_+} f_l^s} \quad \text{para } f_l^i > 0 \quad (\text{II.9})$$

$$CT_i = 0 \quad \text{para } f_l^i \leq 0$$

onde,

f_l^i fluxo no elemento l devido à transação i

f_l^s fluxo no elemento l devido à transação s

Ω_+ conjunto das transações i cujos fluxos estão no sentido positivo

Ω_- conjunto das transações i cujos fluxos estão no sentido negativo

No *Método do Módulo*, um dos problemas mais evidenciados se refere ao não incentivo dado ao uso do sistema na direção oposta ao do fluxo dominante, que retarda os investimentos em transmissão. O *Método do Fluxo Positivo* dá o incentivo mesmo quando o sistema está descarregado. O *Método do Fluxo Dominante*, a ser descrito a seguir, combina os dois métodos anteriores [17].

Determina-se o sentido do fluxo dominante que será arbitrariamente classificado de sentido positivo.

$$f_l = f_l^+ - f_l^- \quad (\text{II.10})$$

onde,

$$f_i^+ = \sum_{i \in \Omega_+} f_i^i$$

$$f_i^- = \sum_{i \in \Omega_-} f_i^i$$

Cada transação i participa da ocupação da capacidade de cada circuito l de duas formas:

Anulando o fluxo do elemento (*Efeito Anulante*).

Aumentando o fluxo tendendo a esgotar a capacidade do elemento (*Efeito Capacidade*).

As transações cujos fluxos estão no sentido negativo possuem apenas efeito anulante, cujo valor é o próprio fluxo. Aquelas cujos fluxos estão no sentido positivo possuem efeito anulante e efeito capacidade calculados da seguinte forma:

$$f_{li}^{EA} = f_i^i \frac{f_l^-}{f_l^+} \quad (\text{II.11})$$

$$f_{li}^{EC} = f_i^i \frac{f_l^+ - f_l^-}{f_l^+} \quad (\text{II.12})$$

onde,

f_{li}^{EA} é o fluxo de efeito anulante da transação i no elemento l
 f_{li}^{EC} é o fluxo de efeito capacidade da transação i no elemento l

A alocação do custo fixo do elemento l (CEX_l) é feita em duas etapas, originando duas parcelas de custo. A primeira parcela se refere ao uso da capacidade do elemento l por cada transação i . Só participam do rateio aquelas que possuem parcela de efeito capacidade:

$$CEX_l^i(P1) = \frac{f_{li}^{EC}}{f_l} CEX_l \quad (\text{II.13})$$

onde,

$\overline{f_l}$ é a capacidade máxima do circuito l
 $CEX_l^i(P1)$ é a parcela P1 do custo a ser alocado à transação i

É importante observar que esta parcela de custo não incide sobre as transações que só tenham efeito anulante. Ao observar a expressão acima, verifica-se que caso o circuito não seja utilizado em sua plena capacidade, existirá uma outra parcela de custo

que não foi alocada. Se o sistema de transmissão estivesse operando em sua condição ótima, todos os elementos estariam sendo utilizados em sua plena capacidade. Neste caso, são incluídos a reserva para atendimento aos critérios de confiabilidade, estabilidade, etc. Como na realidade o sistema não opera nesta condição, este *desajuste* deverá ser pago por todos os *sócios* do sistema representados pelas transações. O valor total desta parcela a ser alocada é:

$$Cpf_l = CEx_l - \sum_{i \in \Omega_+} CEx_l^i(P1) = \left(1 - \frac{f_l}{f_l}\right) CEx_l \quad (II.14)$$

onde,

Cpf_l é o custo do *pedágio fictício de capacidade* relativo ao elemento l .

Usando as expressões (II.12), (II.13) e (II.10), pode-se determinar a parcela de custo do elemento que é utilizada pelos agentes conforme usado na expressão (II.14):

$$\sum_{i \in \Omega_+} CEx_l^i(P1) = \sum_{i \in \Omega_+} f_{li}^{EC} \frac{CEx_l}{f_l} = \sum_{i \in \Omega_+} f_l^i \frac{CEx_l}{f_l} = \frac{f_l}{f_l} CEx_l \quad (II.15)$$

Esta parcela do custo deve ser alocada de forma proporcional ao módulo dos fluxos de todas as transações, independente do sentido do fluxo, ou seja, todos pagam igualmente em função do uso.

$$CEx_l^i(P2) = \frac{|f_l^i|}{\sum_i |f_l^i|} Cpf_l \quad (II.16)$$

onde,

$CEx_l^i(P2)$ é a parcela P2 do custo a ser alocado à transação i

Assim, o custo a ser alocado à transação i , é:

$$CTi = \sum_{\text{todo } l} CEx_l^i(P1) + \sum_{\text{todo } l} CEx_l^i(P2) \quad (II.17)$$

Este método proporciona um incentivo ao agente com fluxo negativo, apenas quando o sistema está carregado.

No Brasil com a criação do SINTREL, a metodologia utilizada para valoração dos custos das transações de pedágio baseia-se numa combinação do custo marginal com os métodos de alocação de custos fixos [18].

Para permitir que sejam contemplados os diferentes tipos de transação, a cobertura dos custos fixos é atendida através de quatro parcelas:

Parcela 1: Utilização da rede em regime normal de operação.

A parte do custo das instalações coberta por esta parcela é rateada entre os agentes de forma proporcional à utilização de sua capacidade em regime normal. Os agentes que utilizam a rede em sentido contrário não pagam. (*Método do Fluxo Positivo*)

Parcela 2: Utilização da rede em condições de emergência.

A parte dos custos das instalações coberta por esta parcela é rateada entre o agentes de forma proporcional à utilização adicional de sua capacidade, decorrente da contingência simples mais severa de forma compatível com os critérios utilizados pelo planejamento da expansão e operação da rede. (*Método do Fluxo Positivo para Contingência*).

Parcela 3: Impacto da transação na qualidade de atendimento dos demais consumidores.

Esta parcela fornece sinal econômico associado à influência da transação na qualidade do atendimento dos consumidores existentes. É calculada com base na diferença entre os custos marginais de potência entre os barramentos da rede correspondentes aos pontos da conexão da geração e de consumo do agente. Representa um custo marginal levando em consideração apenas os custos de interrupção.

Parcela 4: Ajuste para cobertura dos custos.

Tem por finalidade assegurar a cobertura total dos custos de determinada transação de transmissão não garantida pelas parcelas P1, P2 e P3. Esta parcela é rateada segundo o *Postage Stamp*.

Ao analisar as parcelas acima observa-se que com excessão da parcela 3 e do efeito da contingência simples apresentado na parcela 2, o método é bem parecido com o do fluxo dominante. Acrescenta-se a este fato que a parcela 3 foi recentemente abandonada e não está sendo considerada nos cálculos do SINTREL. Além destas parcelas existem originalmente mais duas (P5 e P6) relativas às perdas e ao custo de congestionamento respectivamente. A última parcela foi abandonada e a parcela P5 tem apresentado problemas de ordem técnica.



II.3 CONCLUSÃO

Este capítulo apresentou os principais métodos de tarifação do serviço de transmissão dando maior ênfase àqueles baseados em algoritmos de fluxo de potência. É importante observar que a facilidade de implementação destes métodos tem levado os órgãos reguladores a adotá-los com bastante frequência. Alguns países que adotaram o Custo Marginal, como o Chile e a Argentina, estão revendo os métodos e incorporando parcelas adicionais para remunerar os custos do sistema de transmissão. Ao alocar os custos fixos de transmissão alguns cuidados devem ser observados conforme serão analisados no próximo capítulo.

CAPÍTULO III - COMPARAÇÃO DOS MÉTODOS

III.1 INTRODUÇÃO

Neste capítulo, serão feitas algumas comparações entre os métodos descritos anteriormente, através de exemplos bem simples, evidenciando assim os principais aspectos de cada método. Nesta comparação serão testadas algumas características como:

- continuidade da tarifa
- estabilidade do “pool”
- efeito da associação dos agentes
- efeito da modularidade dos investimentos

Estes aspectos serão também discutidos em um exemplo real, onde serão desenvolvidas simulações para estas metodologias. Finalmente, serão apresentadas as principais conclusões destas comparações.

III.2 PRINCIPAIS ASPECTOS

Para identificar as principais vantagens e desvantagens de cada método de alocação de custos, será feita uma comparação abordando alguns aspectos como a continuidade da alocação, o efeito associativo dos agentes, a estabilidade do "pool" e a dinâmica da tarifa [19]. Para melhor compreensão destes aspectos serão utilizados exemplos bastante simples que por sua vez não invalidam a análise quando transportada para sistemas reais mais complexos.

Os principais métodos abordados no item anterior serão aqui analisados :

- *Postage Stamp* (PS)
- *MW-Milha* (MW)
- *Método do Módulo* (MOD)
- *Método do Fluxo Positivo* (MFP)
- *Método do Fluxo Dominante* (MFD)

III.2.1 Continuidade da Tarifa

Primeiramente será analisado o custo a ser alocado ao agente A que utiliza o circuito k mostrado na Figura III-1. Para simplificar, a capacidade do circuito é de 1pu e o custo correspondente também é de 1 pu. Para demonstrar as principais diferenças entre os métodos, admite-se que o agente A causa um fluxo negativo no circuito que já estava totalmente carregado pelo agente B. A Figura III-2 mostra a variação do custo alocado ao agente A de acordo com o seu fluxo x (também em pu). As funções foram obtidas utilizando as expressões do Apêndice A.

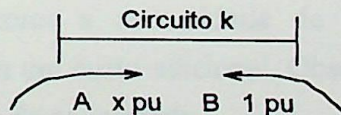


Figura III-1 Agentes Usando o Circuito k

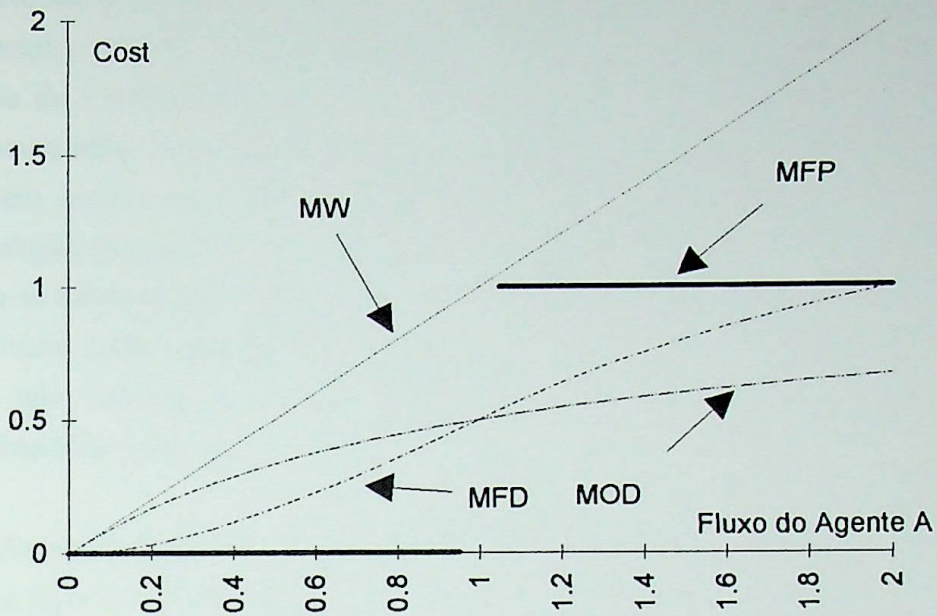


Figura III-2 Variação do Custo do Agente A

Nota-se que o MW tem uma tarifa média constante (linha reta) não importando o que está acontecendo com o circuito, ou seja, a configuração dos agentes não interfere na tarifa individual. Entretanto, não é fornecido nenhum incentivo ao agente contrário ao fluxo, além de não considerar o custo total da linha. Observa-se que B paga 1 pu e A paga x pu fazendo com que o pagamento total seja maior que 1 pu, ou seja, neste caso consegue-se uma remuneração superior ao custo do circuito.

No MOD, o custo médio decresce com o aumento do montante da transação. Isto parece correto se olharmos pelo ponto de vista do agente, uma vez que o custo unitário diminui a medida que aumentamos o montante a ser transmitido. No que se refere ao ponto de vista do sistema de transmissão, o aumento do montante transacionado pode representar a necessidade de incrementar a capacidade de transmissão, o que representa um custo adicional. Observe que quando x tende a 2 pu o circuito opera no seu limite de capacidade.

O MFP incentiva o agente A (tarifa igual a zero) quando o seu fluxo estiver contrário ao fluxo no circuito. Quando o fluxo da rede muda de direção, o agente A paga o custo total. Esta idéia é interessante pois tenta incentivar uma diminuição no custo futuro do sistema de transmissão. No entanto, nota-se uma descontinuidade quando x é igual 1 pu, podendo levar a uma grande variação no custo alocado para uma pequena variação de x .

No MFD, o agente A somente será incentivado quando x estiver perto de zero, por exemplo, quando o agente A aliviar o carregamento do circuito. Quando x se aproxima de 1 e fica próximo ao fluxo do agente B, o incentivo diminui, visto que neste caso a linha está descarregada não sendo necessário dar incentivo ao agente que trafega em sentido contrário. Neste ponto a noção de fluxo contrário torna-se débil, pois qualquer pequena variação de carga leva o fluxo líquido para o outro sentido. Observa-se também, que neste caso não há descontinuidade tanto na função como na sua derivada (vide Apêndice A). Este fato é importante pois existe uma incerteza natural nos valores de carga do sistema não sendo desejável então, uma descontinuidade na tarifa.

As mesmas conclusões podem ser obtidas com algumas variações para o caso em que o fluxo do agente B é diferente de 1.0 pu (Figura III-3). É importante observar que o agente B pode representar um conjunto de agentes que utilizam o circuito com um fluxo líquido total de β pu. As Figuras III-4 e III-5 mostram o valor a ser pago pelo agente A quando $\beta > 1$ e $\beta < 1$ respectivamente.

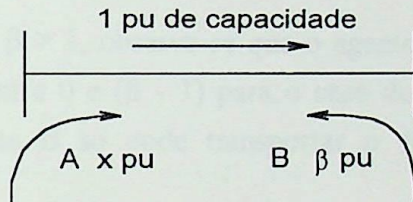


Figura III-3 Agente B com β pu

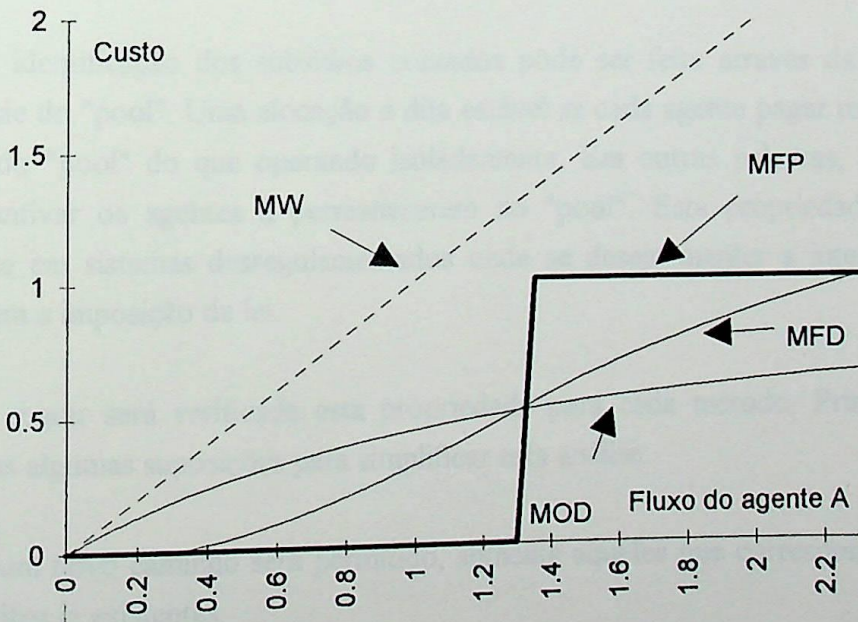
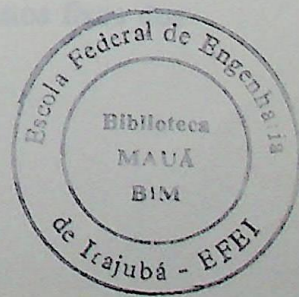


Figura III-4 Agente B com $\beta=1.3$



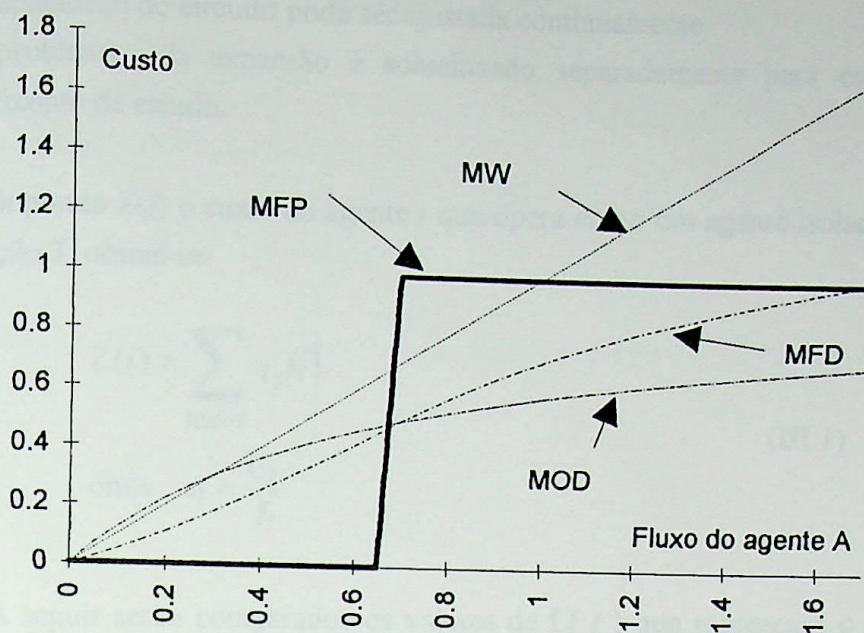


Figura III-5 Agente B com $\beta=0.7$

Para o caso em que $\beta > 1$, observa-se que o agente A tem uma tarifa igual a zero quando o fluxo está entre 0 e $(\beta - 1)$ para o caso do MFD. Isto é razoável se considerarmos que o agente B só pode transportar o excedente $(\beta - 1)$ com a existência do agente A.

III.2.2 Estabilidade do "Pool"

A identificação dos subsídios cruzados pode ser feita através da análise da estabilidade do "pool". Uma alocação é dita estável se cada agente pagar menos como membro do "pool" do que operando isoladamente. Em outras palavras, a alocação deve incentivar os agentes a permanecerem no "pool". Esta propriedade é muito importante em sistemas desregulamentados onde se deseja manter a integridade do sistema sem a imposição da lei.

A seguir será verificada esta propriedade para cada método. Primeiramente serão feitas algumas suposições para simplificar esta análise:

1. nenhum novo caminho será permitido, somente aqueles que corresponderem aos circuitos já existentes.
2. o custo do investimento unitário em cada caminho é igual aos custos fixos dos circuitos atuais naquela preferência dividido pelas suas capacidades.

3. a capacidade do circuito pode ser ajustada continuamente.
4. o problema da expansão é solucionado separadamente para cada ano do horizonte de estudo.

Supondo $Z(i)$ o custo do agente i que opera como um agente isolado e usando a suposição 3, obtem-se:

$$Z(i) = \sum_{\text{todol}} c_l |f_l^i| \quad (\text{III.1})$$

onde $c_l = \frac{C_l}{f_l}$

A seguir serão comparados os valores de $L(i)$ que representa o custo pago pelo agente i operando no "pool" com o valor $Z(i)$ obtido na expressão (III.1).

- Para o *Postage Stamp*:

Para mostrar que o *Postage Stamp* não é estável, utiliza-se o contra-exemplo da Figura III-6. Dois agentes utilizam a linha de transmissão que conecta a barra 1 à barra 2 e é seccionada pela barra 3. O custo da linha de transmissão é igual a 1 pu. Os dois agentes A e B utilizam a linha com 1 pu de fluxo. A distância entre as barras 1 e 2 é igual a y Km, e a distância entre as barras 2 e 3 é de x Km.

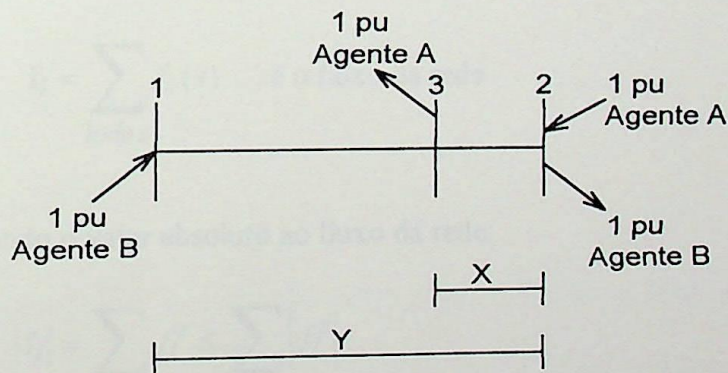


Figura III-6 Instabilidade do *Postage Stamp*

Pelo *Postage Stamp*, tanto A quanto B pagam 0.5 pu, ou seja:

$$L(A) = L(B) = 0.5$$

Não incluindo os custos dos equipamentos terminais, o agente A gasta x/y para construir uma nova linha de transmissão entre as barras 2 e 3, ou seja, $Z(A) = x/y$. Como esta relação varia entre 0 a 1, ela pode ser menor que 0.5 e não satisfazer a propriedade de estabilidade do "pool".

- Para o *MW-Milha*:

Da expressão (II.3) podemos obter a tarifa do agente i operando no pool

$$L(i) = \sum_{\text{todo } l} c_l \frac{|f_l^i|}{f_l} = \sum_{\text{todo } l} c_l |f_l^i| \quad (\text{III.2})$$

que é a mesma expressão se i operasse sozinho. Entretanto, não há incentivo para o agente i permanecer no pool, ou seja, $Z(i) = L(i)$.

- Para o *Método do Módulo*:

Da expressão (II.7) obtém-se:

$$L(i) = \sum_{\text{todo } l} c_l f_l \frac{|f_l^i|}{\sum_{\text{todo } s} |f_l^s|} \quad (\text{III.3})$$

onde,

$$f_l = \sum_{\text{todo } s} f_l(s) \quad \text{é o fluxo da rede}$$

Aplicando o valor absoluto ao fluxo da rede:

$$|f_l| = \sum_{\text{todo } s} f_l^s \leq \sum_{\text{todo } s} |f_l^s| \quad (\text{III.4})$$

Com a expressão (III.1), a desigualdade (III.4) e a expressão (III.3) pode-se obter:

$$L(i) \leq Z(i)$$

O que mostra a propriedade da estabilidade. É importante mencionar que isto somente é possível através da suposição 3. É fácil de compreender a importância dos agentes que atuam no sentido contrário ao do fluxo e daí a importância dos incentivos a serem dados a eles.

- Para o *Método do Fluxo Positivo*:

Assumindo que parte dos fluxos causados pelo agente i estão em direção contrária e que a outra parte está na mesma direção do fluxo da rede:

$$L_-(i) = 0 \quad \text{para fluxos negativos}$$

$$L_+(i) = \sum_{\text{todo } l} c_l f_l \frac{f_l^i}{\sum_{\text{todo } s \in \Omega_+} f_l^s} \quad \text{para fluxos positivos}$$

Como:

$$f_l \leq \sum_{\text{todo } s \in \Omega_+} f_l^s$$

Então,

$$L_+(i) \leq \sum_{\text{todo } l} c_l |f_l^i| = Z(i)$$

Daí conclui-se que:

$$L(i) \leq Z(i)$$

Mostrando que a estabilidade continua valendo mesmo dando incentivos aos agentes contrários ao fluxo.

- Para o *Método do Fluxo Dominante*:

Como a capacidade pode ser continuamente ajustada, não há capacidade adicional e portanto este método se torna o mesmo que o MFP, que possui a propriedade da estabilidade.

III.2.3 Efeito da Associação

Em um ambiente competitivo, os agentes sempre tentam minimizar seus custos, e dentro destes custos se encontra a tarifa do serviço de transmissão. Na alocação dos custos fixos, como o custo total é dividido entre os usuários do serviço de transmissão, a entrada de um novo agente ou mesmo de uma associação de agentes muda o rateio deste custo, ou seja, muda o denominador das expressões (II.6) e (II.9). Uma exceção é a expressão (II.3) para o MW, mas como mostrado anteriormente, este método não cobre o custo total.

Conforme mostrado no item anterior, os agentes que atuam no sentido contrário do fluxo dominante são os que promovem a estabilidade do "pool". Logo, o sistema deveria encorajá-los a permanecerem no "pool", seja concedendo crédito ou baixando a tarifa. A idéia de conceder crédito não é bem aceita, principalmente porque as concessionárias não se sentem confortáveis em fornecer um serviço e ainda conceder créditos. O MFP e o MFD são métodos que dão incentivos a estes agentes diminuindo a tarifa (MFD) ou igualando-a a zero (MFP). Se nenhum incentivo for dado a estes agentes, eles tenderiam a se associar aos agentes que possuem fluxo positivo. A Figura III-7 mostra um exemplo de uma possível associação.

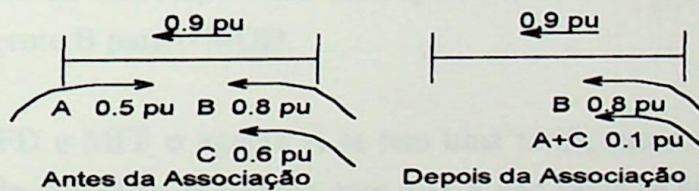


Figura III-7 Exemplo de uma Associação

Os agentes B e C estão na direção do fluxo da rede e o agente A é o agente que atua contra o fluxo. A Tabela III-1 mostra as tarifas de cada agente antes da associação, e a Tabela III-2 mostra as tarifas após a associação.

Tabela III-1 Tarifas Antes da Associação

MÉTODO	A (pu)	B (pu)	C (pu)
MW	0.5	0.8	0.6
MOD	0.26	0.42	0.32
MFP	0	0.57	0.43
MFD	0.02	0.56	0.42

Tabela III-2 Tarifas Após a Associação

MÉTODO	A + C (pu)	B (pu)
MW	0.1	0.8
MOD	0.11	0.89
MFP	0.11	0.89
MFD	0.11	0.89

Nota-se que no MW e no MOD o agente A tentará se associar para minimizar o custo relativo à tarifa de transmissão. Uma negociação poderia ser efetivada, por exemplo, com o agente C. Neste caso, conforme mostra a Tabela III-2, tanto A como C se beneficiam da associação. Em contrapartida, nota-se um acréscimo significativo na tarifa do agente B para o MOD.

No MFD e MFP o agente A já tem uma tarifa muito reduzida em função de estar no sentido contrário, o que faz com que A não tente se associar, ou melhor, não há um grande incentivo à associação.

Pode-se observar também na Tabela III-2 que os dois novos agentes apresentam a mesma tarifa para o métodos MOD, MFP e MFD, visto que neste caso ambos provocam fluxos no sentido positivo.

III.2.4 Efeito da Modularidade dos Investimentos

Em função dos investimentos na área de geração apresentarem períodos de maturação bastante elevado, as tarifas de transmissão devem ser observadas ao longo de um horizonte maior. As tarifas devem ser avaliadas considerando a dinâmica do sistema [20]. Os métodos de alocação serão comparados utilizando um exemplo simples para mostrar suas principais diferenças. A Figura III-8 mostra uma configuração simplificada da rede. Por motivo de simplicidade considera-se a

capacidade do circuito como sendo de 1 pu e o seu custo também igual a 1 pu. Existe uma geração no nó 1 que alimenta uma carga no nó 2. O agente A possui um fluxo no sentido negativo.

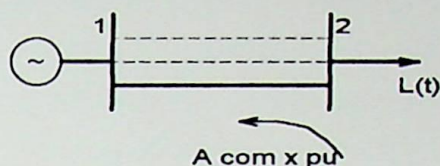


Figura III-8 Configuração da Rede

Assumindo que a carga $L(t)$ é uma função linear do tempo e não considerando o custo operacional, a inclusão de uma segunda e terceira linhas modifica o custo alocado de transmissão tanto para o gerador e como para o agente A. Para um caso particular em que A tem 0.3 pu de fluxo e $L(t) = 0.8 + 0.5 t$ pu, pode-se ver na Figura III-9 a variação da tarifa para o agente A como função de t para os métodos MFD e MOD.

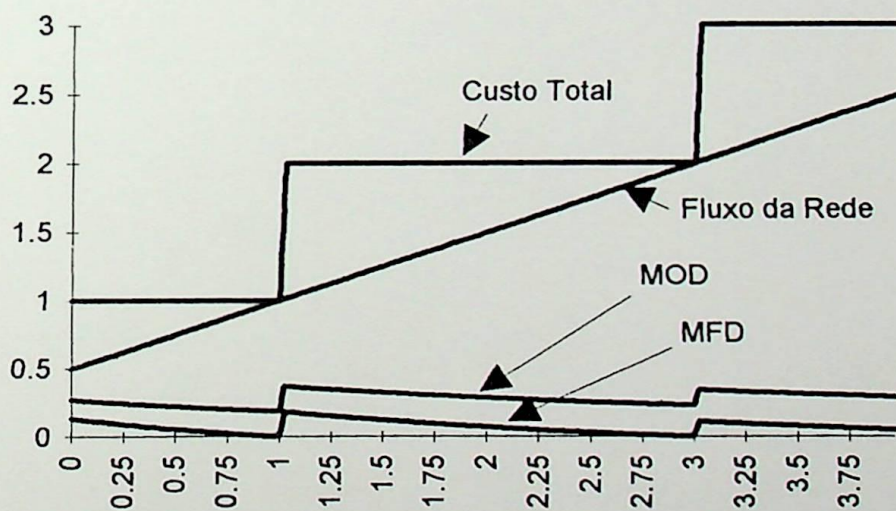


Figura III-9 Variação Dinâmica das Tarifas

O MFP e o MW, não incluídos no gráfico da Figura III-9, possuem tarifa zero e tarifa constante de 0,3 pu respectivamente. Para o MOD e MFD há uma descontinuidade quando a capacidade aumenta. A descontinuidade é maior para o MFD. Como a continuidade ao longo de um horizonte de tempo é desejável, uma solução possível para a variação discreta é o uso de um custo anual nivelado, baseado

na soma do valor presente obtido de um plano de expansão centralizado. Esta descontinuidade é devido à indivisibilidade dos investimentos ou modularidade das obras. No capítulo IV, estes aspectos serão abordados com o sistema da Região Sul do Brasil.

Um exemplo de sistema de energia da região Sul do Brasil, mostrado na figura 11-10, com 43 barras, 22 linhas e 14 geradores, está utilizado para exemplificar os resultados obtidos anteriormente. Apesar desta simples rede, a complexidade do seu caso base de OOTM-GTPO [21], a geração de dados necessários para a análise de custo com o custo.

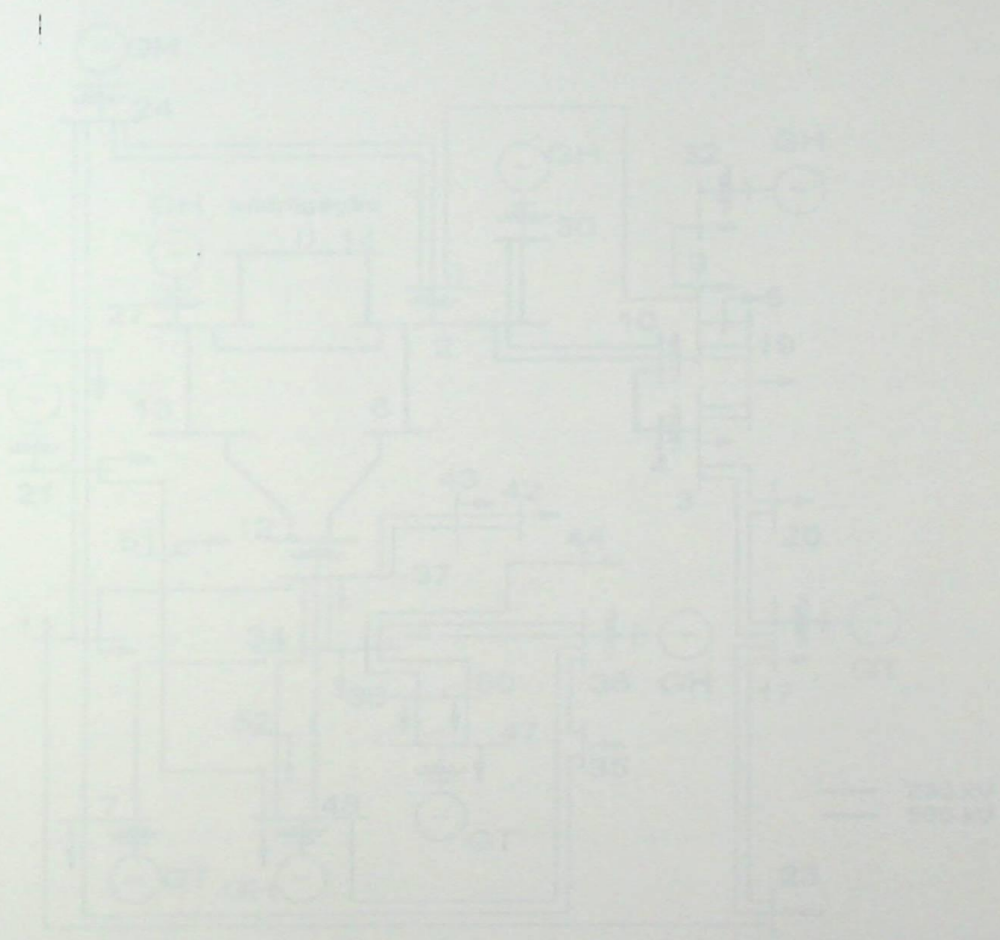


Figura 11-10 Sistema Teste

Alguns resultados foram obtidos demonstrando que o custo total do sistema real, na prática, é muito maior do que o custo teórico do sistema ANAREN [21].

Este sistema é composto de geradores baseados (G1) e de geradores flexíveis (G2). Estes últimos são utilizados para atender as cargas de carga Q

III.3 ANÁLISE DOS MÉTODOS EM UM SISTEMA REAL

III.3.1 Sistema Teste

Um equivalente do sistema da Região Sul do Brasil, mostrado na Figura III-10, com 43 barras, 82 circuitos e 15 geradores, será utilizado para exemplificar os resultados obtidos anteriormente. Apesar deste sistema ter sido originado de um caso base do GCOI-GTPO [21], a generalização dos resultados aqui obtidos deve ser feita com cautela.

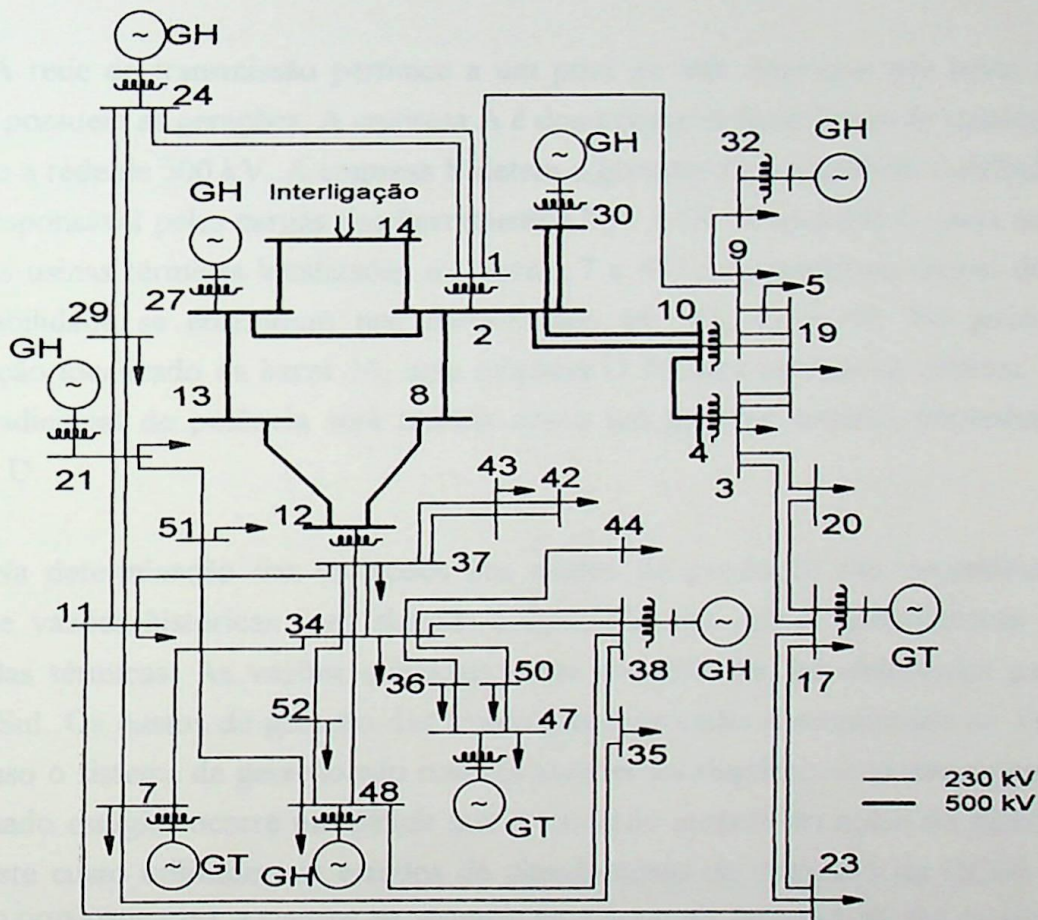


Figura III-10 Sistema Teste

Algumas modificações foram feitas descaracterizando este sistema teste do sistema real. No Apêndice C são listados os dados deste sistema no formato ANAREDE [22].

Este sistema é composto de geradores hidráulicos (GH) e de geradores térmicos (GT). Estes últimos estão relativamente próximos aos centros de carga. O

sentido do fluxo de potência no 500 kV é das usinas conectadas às barras 27 e 30 para as barras de 9, 34 e 43. Na barra 14 existe uma interligação com o sistema Sudeste. Esta barra está conectada através de um transformador à rede de 750 kV de Itaipu que interliga os sistemas das regiões Sul e Sudeste do país.

Os custos de cada equipamento assim como as suas capacidades máximas estão listados no Apêndice B. Foram considerados apenas os custos de investimentos anualizados sem a inclusão dos custos de subestações [23]. Estes dados também se encontram no Apêndice B. Os comprimentos das linhas de transmissão foram obtidos através dos dados do GCOI-Eletróbrás [24].

A rede de transmissão pertence a um pool de três empresas que neste caso, também possuem as gerações. A empresa A é dona das principais linhas de transmissão incluindo a rede de 500 kV. A empresa B detem a geração 30 e é também distribuidora sendo responsável pelas cargas dos barramentos 9, 5 e 19. A empresa C, mais ao sul, possui as usinas térmicas localizadas nas barras 7 e 47, e as principais cargas de sua responsabilidade se encontram nos barramentos 34, 42, 43 e 44. No ponto de interligação localizado na barra 14, uma empresa D fornece energia ao sistema. Esta injeção adicional de potência será tratada como um gerador térmico pertencente à empresa D.

Na determinação das variações nos custos de produção são necessários os dados de vazões históricas para simular a operação das usinas hidroelétricas e os custos das térmicas. As vazões utilizadas neste trabalho são as observadas para o sistema Sul. Os custos de geração das usinas térmicas estão discriminados na Tabela III-3. Caso o sistema de geração não consiga atender ao requisito de demanda em um determinado estágio, ocorre um déficit que é valorado através do custo do déficit. O valor deste custo utilizado nos estudos de planejamento da operação do GCOI é de US\$ 430,00/MWh [25]. O custo da energia no ponto de interligação foi fixado em US\$ 8,00/MWh que corresponde ao custo marginal de produção do sistema D.

Tabela III-3 Custo das Térmicas

Usina	Capacidade (MW)	Custo (US\$/MWh)
Barra 47 A	126	13.50
B	320	13.50
Barra7 A1	50	16.70
A2	66	16.70
B	250	19.30
Barra 17	36	30.90

Para ilustrar o trabalho serão analisados seis tipos de transação de pedágio:

T1 - Injeção de 50 MW no barramento 34 e retirada no barramento 27. Esta transação alivia a rede de suprimento ao centro de carga da empresa C.

T2 - Injeção de 50 MW no barramento 27 e retirada no barramento 34. Esta transação ao contrário da anterior, aumenta o fluxo no sistema de 500 kV que supre a carga de C.

T3 - Injeção de 50 MW no barramento 9 e retirada no barramento 27. Esta transação alivia a rede de suprimento ao centro de carga da empresa B sendo vantajosa para o sistema.

T4 - Injeção de 50 MW no barramento 27 e retirada no barramento 9. Esta transação ao contrário da T3, aumenta o fluxo no sistema de 500 kV que supre a carga de B.

T5 - Injeção de 50 MW no barramento 34 e retirada no barramento 38. Esta transação alivia o suprimento ao centro de carga da empresa C através das linhas de 230 kV. A distância envolvida é significativamente menor que as transações envolvidas.

T6 - Injeção de 50 MW no barramento 38 e retirada no barramento 34. Esta transação aumenta o carregamento das linhas de 230 kV que suprem a carga da empresa C.

III.3.2 Principais Resultados

Utilizando os dados descritos no ítem III.3 foram determinadas as tarifas das transações de pedágio através dos métodos propostos anteriormente. Estes métodos foram implantados no programa ANAREDE. A Tabela III-4 apresenta as tarifas associadas às transações T1, T2, T3, T4, T5 e T6.

Tabela III-4 Custo das Tarifas para as Transações (US\$/MWh)

CASO	PS	MW	MOD	MFP	MFD
T1	3.0	2.19	6.66	0.52	4.72
T2	3.0	2.19	6.66	6.37	6.49
T3	3.0	2.21	4.25	1.22	2.50
T4	3.0	2.21	4.25	3.18	3.97
T5	3.0	0.83	6.25	2.81	5.58
T6	3.0	0.83	6.25	5.89	6.00

- *Postage Stamp*

Como previsto, a tarifa para todas as transações é a mesma, já que a potência transacionada é igual a 50 MW para todas elas.

- *MW-Milha*

A alocação do custo, para este método, é mais justa em comparação com o *Postage Stamp*, pois leva em consideração o trajeto da potência ao longo do sistema de transmissão. Pode-se notar na Tabela III-4, que os custos das transações T5-T6 são menores que o custos das transações T1-T2 e T3-T4, pois as distâncias das barras de injeção e retirada, destas últimas, são maiores.

- *Método do Módulo*

Como era esperado, os custos das transações T1-T2 são os mesmos, já que este método não considera o sentido do fluxo. O mesmo acontece com os pares T3-T4 e T5-T6.

- *Método do Fluxo Positivo*

Como as transações T1, T3 e T5 favorecem a rede, ou seja, seus fluxos estão no sentido contrário, já era esperado que o custo fosse bem menor do que para as demais transações.



- *Método do Fluxo Dominante*

O custo do sistema existente para a transação T1 é menor do que para a transação T2, pois a transação T2 não favorece a rede, ao contrário, aumenta o fluxo no tronco de 500 kV. Já a transação T1 alivia a rede de suprimento ao centro de carga da empresa C. O mesmo acontece com as transações T3-T4 e T5-T6.

Supondo uma transação T7 de 50 MW, onde a potência é injetada na barra 9 e retirada na barra 34, é feita uma *associação dos agentes* responsáveis pelas transações T1 e T7. As tabelas III-5 e III-6 indicam os valores das tarifas antes e depois da associação.

Tabelas III-5 Tarifas Antes da Associação (US\$/MWh)

Transação	MW	MOD	MFP	MFD
T1	2.19	6.66	0.52	4.72
T7	2.78	8.41	6.24	7.23

Tabelas III-6 Tarifas Depois da Associação (US\$/MWh)

CASO	MW	MOD	MFP	MFD
T1+T7	1.98	4.26	1.23	2.70

A associação de uma forma geral, diminuiu o valor das tarifas das transações. Pode-se notar que no MOD há incentivo para T1 se associar.

Assumindo agora um *aumento da potência transacionada* das transações (caso 1 com 1200 MW e caso 2 com 1300 MW), pode-se ver na Tabela III-7 um grande desvio no valor das tarifas para o método do MFP.

Tabela III-7 Variação de Tarifas (US\$/MWh)

Transação	Caso	MW	MOD	MFP	MFD
T1	1	2.18	6.12	1.53	4.34
	2	2.18	8.58	1.25	4.07
T2	1	2.18	6.10	5.78	5.96
	2	2.18	5.70	5.36	5.58
T3	1	2.21	4.10	1.18	2.50
	2	2.21	3.96	1.15	2.50
T4	1	2.21	4.12	3.05	3.83
	2	2.21	3.99	2.94	3.71
T5	1	0.83	5.15	3.57	4.71
	2	0.83	4.49	2.79	4.15
T6	1	0.83	5.18	4.77	5.02
	2	0.83	4.51	3.97	4.38

III.5 CONCLUSÃO

Como a alocação que satisfaz a propriedade de estabilidade do "pool" minimiza os efeitos dos subsídios cruzados, o PS por não ser um método estável apresenta esta desvantagem frente aos métodos baseados em fluxo de potência. O MW é um método estável apesar de não oferecer incentivo para o agente permanecer no "pool", o MOD somente é estável se a capacidade do circuito puder ser ajustada continuamente, para o MFP foi provado que o sistema é estável mesmo dando incentivos aos agentes contrários ao fluxo, e finalmente, foi mostrado que o MFD possui a propriedade da estabilidade.

Alguns aspectos como o efeito da associação e a continuidade da tarifa apontam o MFD como uma alternativa mais satisfatória para alocação dos custos.

CAPÍTULO IV - EFEITO DA TARIFA NO LONGO-PRAZO

IV.1 INTRODUÇÃO

No capítulo anterior analisamos os principais métodos de alocação de custo fixo da transmissão considerando 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. É importante observar que a definição do custo fixo depende do horizonte considerado que, por sua vez depende do tipo de atividade econômica. No caso dos sistemas de transmissão de energia elétrica, para um horizonte superior a três anos já é possível construir uma nova linha de transmissão. Portanto, em estudos tarifários que analisam o comportamento do sistema em horizontes superiores a este tempo não há custos fixos. Como exemplo, as tarifas obtidas através de custos marginais de longo prazo ou de custos médios de longo prazo incorporam diretamente os custos de investimentos. Neste caso, diz-se que a tarifa é dinâmica pois não se limita a uma determinada condição instantânea do sistema. O inconveniente neste caso se refere a incerteza do futuro que pode alterar a tarifa do presente.

Nas metodologias aqui descritas, o sistema existente é fixo e o rateio dos seus custos não vislumbram o futuro do sistema. É importante observar que o rateio feito pelo *Método do Fluxo Positivo* ou pelo *Fluxo Dominante* tenta incorporar o efeito de longo-prazo assumindo que o agente que trafega em sentido contrário provoca uma postergação nos investimentos de transmissão. No caso do *Fluxo Dominante* o incentivo é dado apenas quando o circuito está próximo ao seu limite de capacidade. Questiona-se, no entanto, o fato de que este incentivo não pode ser dado de uma maneira geral devendo ser analisado caso a caso.

Este capítulo apresenta algumas idéias relativas à dinâmica do sistema de transmissão e o efeito das metodologias de rateio. É importante observar que o planejamento de sistemas elétricos de potência em ambientes competitivos tende a apresentar mudanças significativas em relação ao planejamento tradicional de forma centralizada [26]. Em um primeiro momento, rumo a desregulamentação do setor e a descentralização, o sistema de transmissão continuaria a necessitar de um tratamento especial face às suas características técnicas, ou seja, a coordenação da operação e o planejamento continuariam a ser centralizados. A integridade deste sistema pode ser obtida através da criação de uma única empresa privada (caso da Inglaterra) ou pública (caso da Espanha). A integração de várias empresas detentoras de sistemas de

transmissão para formação de um "pool" é também conveniente como proposta formulada na criação do SINTREL. Mesmo em países onde as empresas de energia elétrica são predominantemente privadas (caso dos EUA) vários "pools" foram formados para coordenar a operação e o planejamento como, por exemplo, o New England Power Pool e o Northwest Power Planning Council [27]. A indagação que se apresenta no momento é se a descentralização deve estender-se, também, à área de transmissão como recentemente ocorreu na Argentina.

Apresentaremos algumas idéias relativas ao planejamento do sistema de transmissão em ambientes competitivos mostrando o efeito da tarifa do serviço de transmissão. Partindo da premissa de que é desejável que se atenda o ótimo social, como induzir os diversos agentes econômicos que atuam na geração de energia elétrica a caminharem nesta direção?

Para o mesmo sistema Sul apresentado no capítulo anterior serão realizados alguns testes com as metodologias propostas para verificar os efeitos de longo-prazo. Para isto, supõe-se um acréscimo constante na demanda deste sistema de 6% ao ano, ao longo de 10 anos. Neste trabalho não será aplicada nenhuma técnica de otimização ao planejamento, mas apenas uma heurística normalmente utilizada pelos órgãos de planejamento centralizado.

IV.2 PLANEJAMENTO EM AMBIENTE COMPETITIVO

Tradicionalmente, o planejamento de sistemas elétricos tem sido feito pelas concessionárias com características totalmente verticalizadas. Além disto, como no caso brasileiro, este planejamento é ainda coordenado com os de outras empresas a fim de obter um planejamento único que minimize os custos globais, obtendo-se desta forma o tão almejado ótimo social. Apesar de teoricamente a coordenação centralizada da operação e do planejamento de sistemas elétricos de potência apresentar uma série de vantagens rumo a alocação ótima de recursos, alguns aspectos de ordem prática tendem a modificar este quadro. Entre eles podemos citar:

- estrutura monopolista da atividade gerando deformações nos custos dos empreendimentos. Isto se deve a existência de apenas um comprador (no caso brasileiro, o governo) de equipamentos de geração e transmissão de energia elétrica. Notar que estes custos afetam a definição de alternativas de planejamento;
- falta de transparência das questões que norteiam a tomada de decisão junto aos consumidores e a sociedade em geral;
- influência direta da política de governo, quando as empresas são estatais, ou indireta através dos órgãos reguladores na definição das alternativas. Esta política pode não estar de acordo com os aspectos econômicos do setor.

Estes fatores desviam a solução de planejamento da condição ótima além de outros intrínsecos ao processo. No entanto, é difícil concluir que o planejamento descentralizado irá produzir melhores resultados.

A recente iniciativa de quebra no monopólio das empresas concessionárias na geração e distribuição representa um primeiro passo no processo de descentralização das decisões. A idéia de conciliar os benefícios advindos com a *competição* na minimização dos custos individuais dos empreendimentos, com a maior *participação dos consumidores* na escolha do nível de qualidade de atendimento e a minimização da *atuação do governo* neste processo parece ser um caminho para viabilização de um modelo mais justo. Entretanto, o somatório dos ótimos individuais pode não representar o ótimo global e uma nova tendência à centralização aparece.

A conjugação das vantagens dos modelos centralizados e descentralizados parece ser o caminho mais promissor. Neste sentido, a separação da atividade de

geração que não tem característica centralizante da atividade de transmissão que apresenta esta característica tende a ser uma alternativa bastante atraente. O desafio que se apresenta refere-se à habilidade de se fazer uso da minimização dos custos dos empreendimentos de geração, em decorrência de uma maior competição, preservando conjuntamente os benefícios do "planejamento centralizado" da geração e transmissão. Como a única atividade a permanecer centralizada se refere à operação e planejamento do sistema de transmissão, a responsabilidade pelo ótimo social recai sobre esta atividade. Muitos economistas poderiam questionar a afirmativa anterior, uma vez que a descentralização das decisões associada ao modelo de livre mercado já levaria o sistema ao ótimo social. O problema básico é que o "livre mercado" não existe na prática principalmente no caso do setor elétrico.

A Figura IV-1 ilustra o papel da transmissão em um modelo desacoplado geração e transmissão.

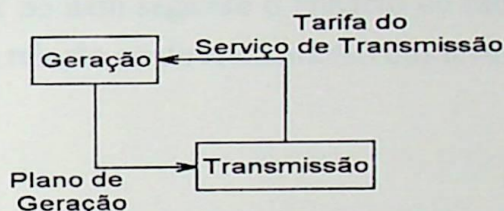


Figura IV-1 Modelo Geração - Transmissão

O planejamento da geração seria feito de forma isolada onde a tarifa do serviço de transmissão corresponderia a um dado adicional. Os agentes econômicos atuariam no sentido de satisfazer a demanda por energia, definindo um parque gerador de custo mínimo cuja função objetivo seria:

$$\text{Min } \text{InvG} + \text{COp} + \text{T}(w) \quad (\text{IV.1})$$

onde,

InvG investimentos em geração

COp custo operacional do sistema de geração

T(w) tarifa do serviço de transmissão

A tarifa do serviço de transmissão serviria de indicador na tomada de decisão sobre os investimentos a serem efetuados na geração. Desta forma, seria necessário informar aos agentes econômicos a tarifa de transporte para subsidiá-los na definição das alternativas de investimentos.

Com a definição do sistema de geração, os responsáveis pelo sistema de transmissão fariam o seu planejamento de forma centralizada buscando um custo mínimo.

É importante observar que este processo é cíclico, ou seja, 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. Algumas iterações neste processo deverão ser necessárias. A metodologia utilizada para determinação desta tarifa é, portanto, essencial para o direcionamento não só do sistema de transmissão mas também do sistema composto geração-transmissão. Desta forma, se a sociedade exercer algum controle sobre esta tarifa poderia-se levar o sistema a um ótimo social agregando as vantagens de uma economia de mercado no setor da geração.

Tentaremos mostrar no item seguinte o impacto de cada metodologia definida nos capítulos anteriores em relação ao direcionamento dos investimentos em geração.



IV.3 PLANEJAMENTO GERAÇÃO - TRANSMISSÃO CENTRALIZADO

Inicialmente iremos obter para o sistema definido na Figura III-10 um plano de expansão "ótimo" segundo os critérios tradicionais ainda utilizados nos dias atuais [29]. É comum classificar o plano gerado de forma centralizada como sendo ótimo segundo a visão de que os recursos serão dimensionados e utilizados da melhor forma. Isto, conforme já observado, pode não representar a realidade.

No que se refere aos critérios, estes incluem: limites de tensão e carregamento nos elementos do sistema em condições normais e de emergência, comportamento dinâmico satisfatório frente as principais emergências e outros. Neste caso em particular podemos citar:

- Critério do limite de tensão: as tensões admissíveis das barras devem estar entre 0.95 e 1.05 pu em condições normais e 0.90 e 1.05 em condições de emergência;
- Os carregamentos nos elementos não devem ultrapassar os seus valores nominais e de emergência;
- Emergência simples (N-1): foram simuladas apenas emergências simples nas linhas mais importantes. Estas emergências foram testadas ano a ano.

Para limitar o número de alternativas de geração, as disponibilidades de incremento de geração para atendimento da carga se restringem a:

- compra de energia do sistema conectado à barra de interligação (barra 14);
- construção de usinas adicionais a carvão no sul (barra 47) e no litoral (barra 17);
- construção de usinas a gás natural ou óleo combustível próximas aos centros de carga.

Este planejamento será feito considerando um crescimento de carga de 6% ao ano, ao longo de 10 anos. As alternativas acima serão utilizadas de forma independente, ou seja, não serão analisadas alternativas conjugadas.

As cargas novas foram concentradas nos barramentos 54 e 55 para facilitar a identificação do trajeto da potência, uma vez que estas cargas serão supridas através de transações de transporte (vide Figura III-10).

Para as três alternativas de geração definidas para suprir este acréscimo anual de demanda, foi feito o planejamento incluindo elementos ano a ano obedecendo os critérios já descritos.

Alternativa 1: compra de energia do sistema conectado à barra de interligação (barra 14). A Tabela IV-1 apresenta o planejamento ao longo dos dez anos, com inclusão de linhas e transformadores e a Figura IV-2 mostra o sistema planejado.

Tabela IV-1 Planejamento do Sistema para a Alternativa 1

1° ano	Inclusão de dois transformadores de 130 MVA, conectados às barras 38 e 40 Inclusão da linha 8-13 de 500 kV
2° ano	
3° ano	Inclusão da linha 2-14 de 500 kV
4° ano	Inclusão da linha 2-10 de 500 kV
5° ano	Inclusão da linha 34-37 de 230 kV Inclusão da linha 9-19 de 230 kV
6° ano	Inclusão da linha 19-54 de 230 kV
7° ano	Inclusão da linha 34-55 de 230 kV Inclusão da linha 12-13 de 500 kV Inclusão da linha 13-27 de 500 kV Inclusão de um transformador de 600 MVA conectado às barras 12 e 37
8° ano	Inclusão da linha 9-19 de 230 kV Inclusão da linha 19-54 de 230 kV Inclusão da linha 34-37 de 230 kV Inclusão da linha 34-55 de 230 kV Inclusão de um transformador de 600 MVA conectado às barras 9 e 10 Inclusão da linha 14-53 de 230 kV
9° ano	
10° ano	Inclusão da linha 34-37 de 230 kV Inclusão da linha 19-54 de 230 kV Inclusão da linha 34-55 de 230 kV

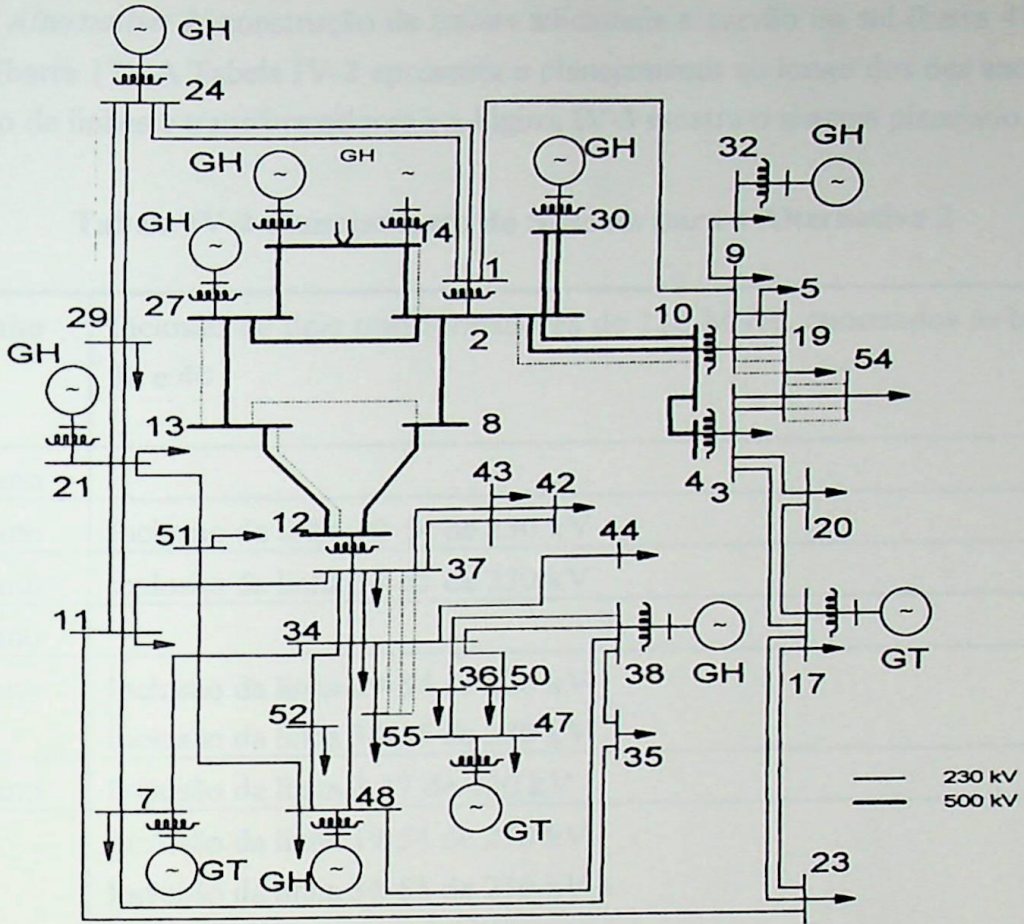


Figura IV-2 Sistema Planejado - Alternativa 1

Alternativa 2: construção de usinas adicionais a carvão no sul (barra 47) e no litoral (barra 17). A Tabela IV-2 apresenta o planejamento ao longo dos dez anos, com inclusão de linhas e transformadores e a Figura IV-3 mostra o sistema planejado.

Tabela IV-2 Planejamento do Sistema para a Alternativa 2

1º ano	Inclusão de dois transformadores de 130 MVA, conectados às barras 38 e 40
2º ano	
3º ano	Inclusão da linha 19-54 de 230 kV
4º ano	Inclusão da linha 34-55 de 230 kV
5º ano	
6º ano	Inclusão da linha 19-54 de 230 kV Inclusão da linha 34-55 de 230 kV
7º ano	Inclusão da linha 3-17 de 230 kV
8º ano	Inclusão da linha 19-54 de 230 kV Inclusão da linha 34-55 de 230 kV Inclusão da linha 34-36 de 230 kV Inclusão da linha 36-47 de 230 kV
9º ano	Inclusão da linha 17-20 de 230 kV Inclusão da linha 47-50 de 230 kV Inclusão da linha 36-47 de 230 kV Inclusão da linha 3-17 de 230 kV
10º ano	Inclusão da linha 19-54 de 230 kV Inclusão da linha 34-55 de 230 kV Inclusão da linha 3-19 de 230 kV

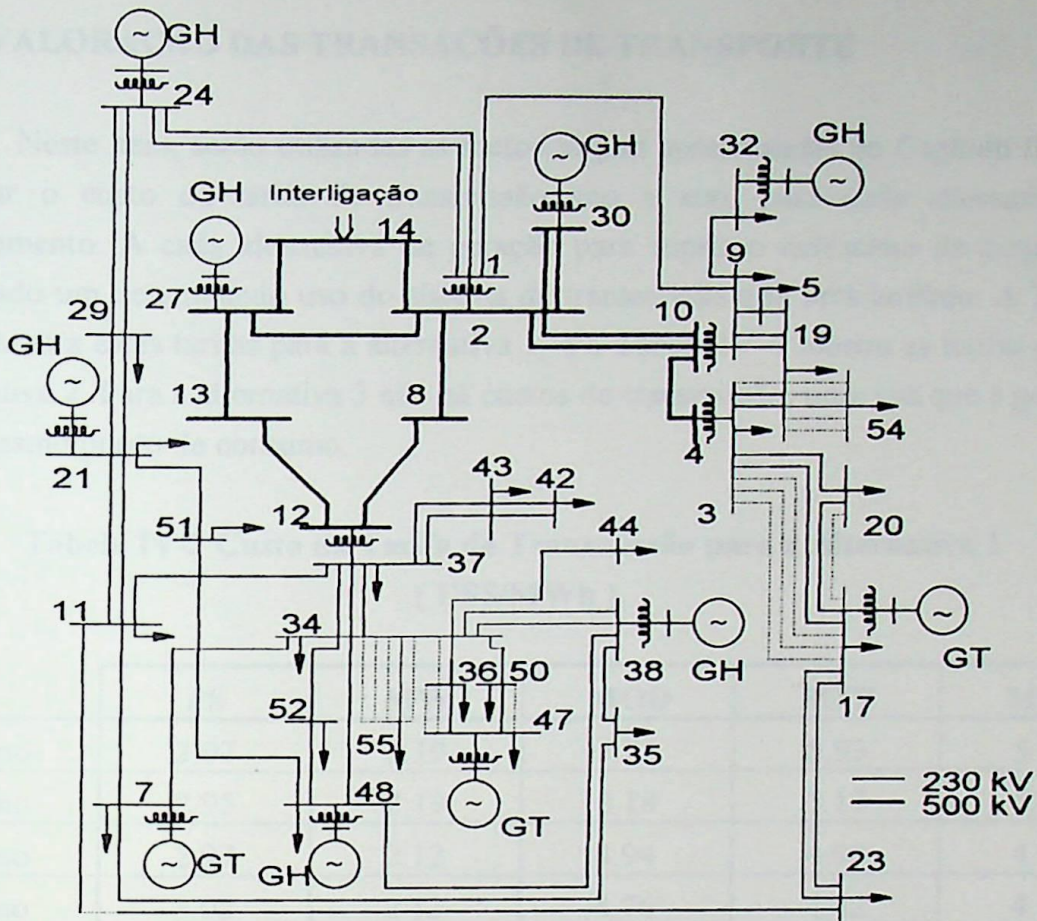


Figura IV-3 Sistema Planejado - Alternativa 2

Alternativa 3: construção de usinas adicionais a óleo combustível próximas aos centros de carga. Neste caso, o sistema de transmissão não é afetado.

IV.4 VALORAÇÃO DAS TRANSAÇÕES DE TRANSPORTE

Neste ítem, serão utilizadas as metodologias apresentadas no Capítulo II, para calcular o custo da tarifa de transmissão ano a ano, para cada alternativa de planejamento. A cada alternativa de geração para suprir o acréscimo de carga está associado um determinado uso do sistema de transmissão que será tarifado. A Tabela IV-3 mostra estas tarifas para a alternativa 1, e a Tabela IV-4 mostra as tarifas para a alternativa 2. Para a alternativa 3 não há custos de transmissão, uma vez que a geração está mesmo ponto de consumo.

**Tabela IV-3 Custo da Tarifa de Transmissão para a Alternativa 1
(US\$/MWh)**

	PS	MW	MOD	MFP	MFD
1ºano	3.07	2.19	5.86	5.93	5.85
2ºano	2.95	2.19	5.18	5.17	5.15
3ºano	2.97	2.12	4.94	4.99	4.94
4ºano	3.02	2.13	4.76	4.82	4.76
5ºano	2.94	2.12	4.43	4.49	4.43
6ºano	2.82	2.12	4.05	4.09	4.05
7ºano	2.98	2.08	3.98	4.06	3.99
8ºano	2.92	2.08	3.82	3.89	3.82
9ºano	2.80	2.08	3.54	3.61	3.54
10ºano	2.69	2.08	3.31	3.36	3.31

**Tabela IV-4 Custo da Tarifa de Transmissão para a Alternativa 2
(US\$/MWh)**

	PS	MW	MOD	MFP	MFD
1ºano	3.07	0.95	3.22	1.55	1.48
2ºano	2.95	0.95	2.74	1.99	2.50
3ºano	2.97	0.95	2.40	1.79	2.22
4ºano	3.02	0.95	2.15	2.17	1.99
5ºano	2.94	0.95	1.91	1.81	1.79
6ºano	2.82	0.95	1.72	1.55	1.60
7ºano	2.98	0.90	1.53	1.45	1.45
8ºano	2.92	0.88	1.44	1.31	1.37
9ºano	2.80	0.84	1.38	1.30	1.33
10ºano	2.69	0.78	1.30	1.17	1.28

Ao analisar as tabelas anteriores, observa-se que os custos de transmissão para a alternativa 2 são bem menores que os da alternativa 1. Isto era esperado visto que o sistema de transmissão é mais utilizado na alternativa 1 participando inclusive o sistema de 500 kV. O valor da tarifa via *Postage Stamp* (PS) é indiferente para as alternativas, ou seja, não depende das distâncias envolvidas.

Ao compararmos os métodos MW, MOD, MFP e MFD verifica-se que o MW difere dos demais pois neste, apenas é tarifada a utilização real do sistema não considerando as reservas de transmissão. Já os três últimos apresentam valores similares para a alternativa 1. Isto se deve ao fato dos fluxos para esta alternativa serem no mesmo sentido do fluxo principal. É fácil mostrar este resultado através de um pequeno exemplo.

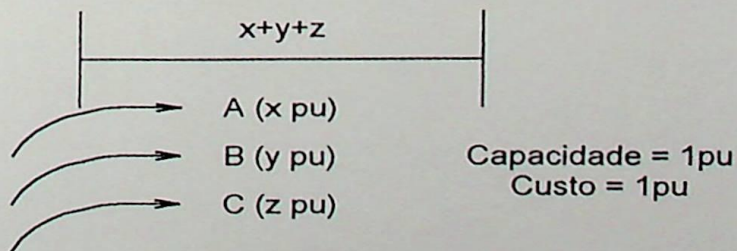


Figura IV-4 Exemplo de Comparação dos Métodos

Pelo método MOD, A pagará:

$$CT_A = \frac{|x|}{|x| + |y| + |z|} = \frac{x}{x + y + z}$$

Pelo método MFP, como os agentes estão no sentido positivo, todos pagam na proporção de seus fluxos:

$$CT_A = \frac{x}{x + y + z}$$

Pelo método MFD, a primeira parcela referente ao custo base é paga por todos visto que não existe fluxo contrário:

$$CT_A(P1) = (x + y + z) \frac{x}{(x + y + z)} = x$$

onde,

$(x + y + z)$ representa o custo da parcela 1

A segunda parcela é dividida por todos os agentes não importando o sentido do fluxo:

$$CT_A(P2) = (1 - x - y - z) \frac{x}{x + y + z} = \frac{x - x^2 - xy - xz}{x + y + z}$$

Daí:

$$CT_A = CT_A(P1) + CT_A(P2) = \frac{x}{x + y + z}$$

Para a alternativa 2 algumas diferenças são observadas, uma vez que os fluxos em alguns elementos estão em sentido contrário.

IV.5 SINALIZAÇÃO VIA TARIFA DE TRANSPORTE

Para os produtores de energia elétrica ou geradores, a função custo a ser minimizada é composta basicamente de três parcelas conforme expressão (IV.1). No cálculo destes custos para as alternativas selecionadas, a parcela relativa aos investimentos em geração térmica foi considerada em conjunto com o custo operacional da usina. Os custos de geração ano a ano são mostrados na Tabela IV-5, onde se utilizou um fator de carga de 0.7.

Tabela IV-5 Custo de Geração (CG)
(milhões US\$)

ANO	Alternativa 1	Alternativa 2
1º	7.96	21.89
2º	16.39	45.09
3º	25.33	69.68
4º	34.80	95.76
5º	44.85	123.40
6º	55.48	152.63
7º	66.82	183.76
8º	78.74	216.68
9º	91.44	251.56
10º	104.88	288.60

Para a alternativa 1 o custo de geração depende do valor de compra da energia no barramento da interligação. Neste caso foi considerado um valor fixo durante o horizonte de planejamento e igual a 8 US\$/MWh.

Para a alternativa 2 utilizou-se os custos das térmicas da Tabela III-3. E no caso da alternativa 3, o custo de 45 US\$/MWh.

As Tabelas IV-6, IV-7 e IV-8 apresentam os custos totais considerando a parcela referente à tarifa de transmissão.

Tabela IV-6 Custo Total da Alternativa 1
(milhões US\$)

	PS	MW	MOD	MFP	MFD
CST	154.71	115.97	219.79	222.70	219.65
CG	300.28	300.28	300.28	300.28	300.28
CT	454.99	416.25	520.07	522.98	519.93

Tabela IV-7 Custo Total da Alternativa 2
(milhões US\$)

	PS	MW	MOD	MFP	MFD
CST	154.71	47.93	93.55	82.88	85.95
CG	826.14	826.14	826.14	826.14	826.14
CT	980.85	874.07	919.69	909.02	912.09

Tabela IV-8 Custo Total da Alternativa 3
(milhões US\$)

	PS	MW	MOD	MFP	MFD
CST	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CG	1689.0	1689.0	1689.0	1689.0	1689.0
CT	1689.0	1689.0	1689.0	1689.0	1689.0

Ao analisar estas tabelas, observa-se que a diferença no custo da geração prepondera sobre o custo de transmissão quando comparamos a alternativa 1 com a 2 e a alternativa 1 com a 3. A alternativa 1 será sempre a melhor opção independente do método de tarifação utilizado para o serviço de transmissão.

Para verificar a influência da transmissão na tomada de decisão, o gráfico da Figura IV-5 mostra a variação do custo total da alternativa 1 utilizando o PS e o MOD, quando se varia o custo da compra de energia na interligação.

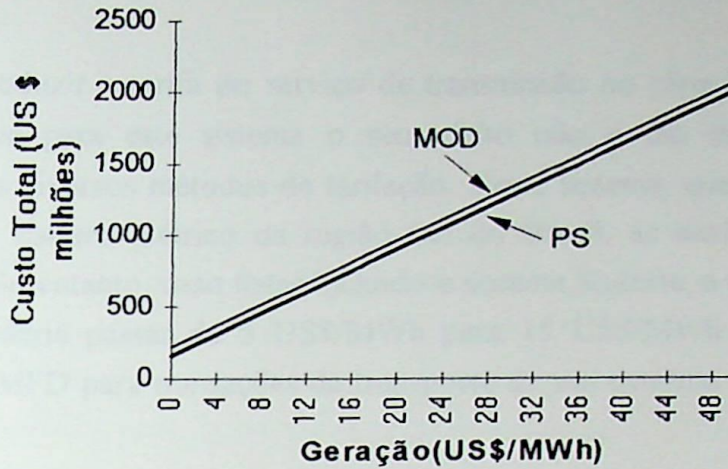


Figura IV-5 Variação do Custo Total para a Alternativa 1

Para que a alternativa 2 se torne competitiva frente a alternativa 1, o custo da geração nesta última deverá ficar acima de 24.6 US\$/MWh para o PS e de 22.2 US\$/MWh para o MOD. Para a alternativa 3, o custo da geração deverá ser maior que 41.6 US\$/MWh para o PS e de 39.2 US\$/MWh para o MOD.

A influência do método de tarifação sobre a definição dos investimentos em geração pode não ser tão efetiva conforme observado nos resultados obtidos. Neste caso, existe uma pequena faixa de custo de interligação (20 a 25 US\$/MWh) onde o método pode influenciar na tomada de decisão. No caso da região Sudeste, os valores de 20 a 35 US\$ são bastante factíveis como custos marginais de geração.

IV - CONCLUSÃO

Ao introduzir a tarifa do serviço de transmissão no planejamento da geração verificou-se que para este sistema o seu efeito não é tão significativo quando comparamos os diversos métodos de tarifação. Neste sistema, que corresponde a um equivalente do sistema elétrico da região Sul do Brasil, as distâncias não são tão significativas. No entanto, caso fosse incluído o sistema Sudeste, a tarifa do serviço de transmissão poderia passar de 5 US\$/MWh para 15 US\$/MWh [18] nos métodos MOD, MFP e MFD para transações de transporte de um extremo a outro do sistema Sul-Sudeste.

O efeito da modularidade dos investimentos e da descontinuidade da tarifa observados no Capítulo III são minimizados quando as transações de transporte utilizam um número maior de elementos do sistema. Este efeito é mais significativo em sistemas de suprimento a ser determinado de centro de carga, isto é, em sistemas radiais. Quando um conjunto de linhas de transmissão associado a outros equipamentos formam um corredor, as conclusões obtidas com apenas um elemento podem ser estendidas para este caso. Se o sistema apresenta uma característica bastante malhada este efeito tende a ser minimizado. Daí o aparecimento da necessidade de classificar os elementos do sistema de transmissão baseado na função que este exerce no sistema: linha/transformador sistêmico e linha/transformador de suprimento. O primeiro caso se refere aos equipamentos que interligam bacias ou regiões que são bastante utilizados na otimização de operação das usinas e o segundo se refere aos equipamentos que suprem normalmente de forma radial determinado centro de carga.

CAPÍTULO V - CONCLUSÃO

V.1 CONCLUSÃO GERAL

Vários países estão reestruturando os seus setores elétricos, que são tradicionalmente constituídos por empresas estatais e/ou privadas, na busca de uma maior eficiência na produção e transporte de energia elétrica. A busca desta eficiência aponta para a competição. A introdução de mecanismos de competição no setor elétrico, tem sido feita através da segregação dos serviços de geração, transmissão e distribuição.

Na área de geração a implantação de um modelo competitivo é bastante factível. A competição na área de transmissão tem se mostrado bastante complicada devido aos aspectos técnicos, ou seja, não é tão simples construir sistemas de transmissão para cada transação a ser efetuada. Assim, surge a necessidade do desenvolvimento de regras para a utilização do serviço de transmissão já existente e futuro.

Este trabalho apresentou os principais métodos de alocação de custos fixos de transmissão entre os usuários do sistema de transmissão. Apesar destes métodos apresentarem restrições no que se refere a emissão de sinais econômicos compatíveis, algumas características foram identificadas no sentido de minimizar esta deficiência. Se a aplicação destes métodos é feita em um ambiente no qual o segmento da transmissão é operado e planejado de forma centralizada, implicando num dimensionamento ótimo do mesmo, verificou-se que alguns destes métodos apresentam propriedades importantes como a estabilidade do "pool". O tratamento diferenciado dado aos agentes que aliviam o carregamento dos elementos do sistema é bastante interessante, uma vez que se aproxima da lógica marginalista, isto é, transações que levam potência de um local onde o custo marginal é alto para outro mais baixo, recebem algum benefício.

Ao comparar a operacionalidade destes métodos frente aos originários de processos de otimização, distinguem-se claramente as suas vantagens. Verifica-se que com o uso de uma ferramenta simples como o fluxo de potência DC, é possível obter resultados bastante razoáveis em termos de sinais econômicos, além de satisfazer ao balanço financeiro. São métodos bastante transparentes e de fácil compreensão por todos os agentes envolvidos. Esta característica é essencial se pensarmos que a tarifa

litoral. E a terceira alternativa apresentada foi a construção de usinas a gás natural ou óleo combustível próximas ao centro de carga.

Uma vez determinada as alternativas de fornecimento e feito o planejamento deste sistema, foram utilizados os métodos de tarifação apresentados no capítulo II para a determinação do custo do sistema de transmissão. A função custo a ser minimizada apresentada no item IV-2, é composta basicamente por três parcelas: custo do sistema de transmissão, custos de investimentos em geração e custos da geração. Logo, foi possível determinar o custo total de cada alternativa para cada método. Assim, foi observado que a influência do método de tarifação sobre a definição do custo de geração neste exemplo, não é tão efetiva conforme os resultados obtidos.

V.2 TEMAS PARA FUTUROS DESENVOLVIMENTOS

Dado que os métodos analisados neste trabalho são bastante aceitos pelos órgãos reguladores em função de serem bastante simples, seria oportuno incluir outras melhorias principalmente no que se refere aos aspectos de longo prazo. Entre elas podemos citar:

- incluir uma função de ajuste de longo prazo para evitar custos elevados nos períodos iniciais em que uma obra é construída. Isto se deve ao fato de que no início de operação, o circuito normalmente fica pouco carregado ocasionando custos elevados aos seus usuários. Estes custos tendem a diminuir ao longo do tempo evidenciando economias de escala.
- classificar e ponderar os elementos de transmissão quanto a sua função para diferenciar a alocação dos custos entre os agentes.
- identificar e quantificar a reserva de capacidade dos elementos. Parte da capacidade dos elementos é realmente utilizada para o transporte de energia enquanto que o resto é identificado como reserva de capacidade. Esta reserva é destinada à necessidade de satisfazer critérios de confiabilidade e segurança do sistema, mas pode também haver excesso devido a superdimensionamento. Uma visão de longo prazo pode identificar estes desvios.

APÊNDICE A

Na determinação da função $f(x)$ que representa a tarifa a ser paga pelo agente A para cada método, algumas considerações foram feitas:

- análise feita em apenas um circuito do sistema de transmissão;
- a capacidade do circuito é de 1pu;
- o custo do circuito é de 1pu;
- com o agente A, há somente mais um agente (chamado de B) que utiliza o circuito do sistema de transmissão com um fluxo idêntico à capacidade do circuito;
- o fluxo causado pelo agente A está na direção contrária ao fluxo.

MW

Utilizando a expressão (II.3), a função desejada $f(x)$, sua derivativa $f'(x)$ e a tarifa média $TM(x)$ podem ser facilmente obtidas:

$$f(x) = x \quad f'(x) = 1 \quad TM(x) = \frac{f(x)}{x} = 1 \quad (A1)$$

MOD

Utilizando a expressão (II.7):

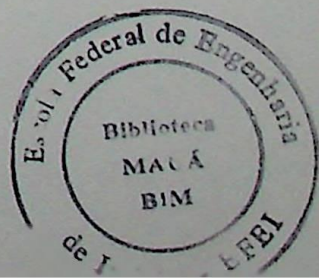
$$f(x) = \frac{x}{(1+x)} \quad (A2a)$$

$$f'(x) = \frac{1}{(1+x)^2} \quad (A2b)$$

$$TM(x) = \frac{1}{(1+x)} \quad (A2c)$$

MFP

Neste caso apenas um agente paga pelo custo total do circuito. Utilizando a expressão (II.9):



$$f(x) = \begin{cases} 0 & \text{para } 0 < x < 1 \\ 1 & \text{para } 1 < x < 2 \end{cases} \quad (\text{A3a})$$

$$f'(x) = 0 \quad (\text{A3b})$$

$$\text{TM}(x) = \begin{cases} 0 & \text{para } 0 < x < 1 \\ \frac{1}{x} & \text{para } 1 < x < 2 \end{cases} \quad (\text{A3c})$$

MFD

Quando o agente A está na direção oposta ($0 < x < 1$), de acordo com a expressão (II.10), o fluxo no circuito é:

$$f_l = 1 - x$$

Para o agente A, a primeira parcela é nula:

$$\text{CEX}_l^A(\text{P1}) = 0$$

A segunda parcela, de acordo com a expressão (II.16) é:

$$\text{CEX}_l^A(\text{P2}) = \frac{x^2}{1+x}$$

Desta forma, $f(x)$ contém apenas a parcela P2:

$$f(x) = \frac{x^2}{1+x} \quad \text{para } 0 < x < 1 \quad (\text{A4a})$$

Quando o agente A está na mesma direção do fluxo ($1 < x < 2$):

$$f_l = x - 1$$

A parcela P1 através será:

$$\text{CEX}_l^A(\text{P1}) = x - 1$$

A parcela P2 é obtida através da expressão (II.16):

$$CE_{x_i^A}(P2) = (2-x) \frac{x}{(1+x)}$$

Assim,

$$f(x) = \sum_{\text{todo } l} CE_{x_i^A}(P1) + \sum_{\text{todo } l} CE_{x_i^A}(P2) = \frac{2x-1}{1+x} \quad \text{para } 1 < x < 2 \quad (\text{A4b})$$

As derivadas são:

$$f'(x) = \frac{x^2 + 2x}{(1+x)^2} \quad \text{para } 0 < x < 1 \quad (\text{A4c})$$

$$f'(x) = \frac{3}{(1+x)^2} \quad \text{para } 1 < x < 2$$

Observe na equação (A4c) que para $x=1$ as derivadas são iguais.

Os tarifas médias são:

$$TM(x) = \frac{x}{(1+x)} \quad \text{para } 0 < x < 1 \quad (\text{A4d})$$

$$TM(x) = \frac{2x-1}{x+x^2} \quad \text{para } 1 < x < 2$$

Pode-se notar que a função $f(x)$ e a tarifa média $TM(x)$ são contínuas. A continuidade é importante desde que qualquer pequeno desvio de x não mude drasticamente as tarifas.

Supondo que o fluxo do agente B é diferente de 1 pu, ou seja, que tenha um fluxo líquido de β pu, pode-se determinar a função $f(x)$ que relaciona a tarifa a ser paga pelo agente A de forma mais geral.

MW

Utilizando a expressão (II.3), a função desejada $f(x)$, sua derivativa e a tarifa média são obtidas:

$$f(x) = x \quad f'(x) = 1 \quad TM(x) = \frac{f(x)}{x} = 1 \quad (A5)$$

MOD

Utilizando a expressão (II.7) e sabendo que o agente B tem um fluxo de β pu:

$$f(x) = \frac{x}{\beta + x} \quad (A6a)$$

$$f'(x) = \frac{\beta}{(\beta + x)^2} \quad (A6b)$$

$$TM(x) = \frac{1}{(\beta + x)} \quad (A6c)$$

MFP

$$f(x) = \begin{cases} 0 & \text{para } 0 < x < \beta \\ 1 & \text{para } \beta < x < \beta + 1 \end{cases} \quad (A7a)$$

$$f'(x) = 0 \quad (A7b)$$

$$TM(x) = \begin{cases} 0 & \text{para } 0 < x < \beta \\ \frac{1}{x} & \text{para } \beta < x < \beta + 1 \end{cases} \quad (A7c)$$

MFD

Para $0 < x < \beta$, de acordo com a expressão (II.10); o fluxo líquido é:

$$f_l = \beta - x$$

Como o agente A está na direção oposta, quando $0 < x < \beta$:

$$CE_{x_l}^A(P1) = 0$$

Utilizando a expressão (II.16), calcula-se a parcela P2:

$$CE_{x_l}^A(P2) = \frac{(1 - \beta)x + x^2}{\beta + x}$$

Logo,

$$f(x) = \frac{(1-\beta)x + x^2}{\beta + x} \quad (\text{A8a})$$

Para $\beta < x < \beta + 1$, o agente A está no mesmo sentido do fluxo:

$$f_l = x - \beta$$

A parcela P1 para A será:

$$\text{CE}x_l^A(\text{P1}) = x - \beta$$

A parcela P2 para A será:

$$\text{CE}x_l^A(\text{P2}) = \frac{(1+\beta)x - x^2}{\beta + x}$$

Assim,

$$f(x) = \text{CE}x_l^A(\text{P1}) + \text{CE}x_l^A(\text{P2}) = \frac{(\beta+1)x - \beta^2}{\beta + x} \quad (\text{A8b})$$

As derivadas são:

$$f'(x) = \frac{x^2 + 2\beta x + \beta(1-\beta)}{(x+\beta)^2} \quad \text{para } 0 < x < \beta \quad (\text{A8c})$$

$$f'(x) = \frac{2\beta^2 + \beta}{(x+\beta)^2} \quad \text{para } \beta < x < \beta + 1$$

Notar que para $x = \beta$, as derivadas são iguais, sendo também válida a consideração anterior quando $\beta = 1$ pu.

As tarifas médias são:

$$\text{TM}(x) = \frac{(1-\beta) + x}{\beta + x} \quad \text{para } 0 < x < \beta \quad (\text{A8d})$$

$$\text{TM}(x) = \frac{(\beta+1)x - \beta^2}{\beta x + x^2} \quad \text{para } \beta < x < \beta + 1$$

APÊNDICE B

Tabela 1 : Custos Modulares da Eletrobrás (Dez/92)

Custo por Kilômetro de Linha

Tensão	kUS/km.ano
138	8.6
230	11.41
345	18.36
440	26.38
500	26.86
750	48.00

Custo por Capacidade de Transformação

Relação (kV)	kUS/MVA
750/500	3.24
750/345	5.31
500/440	5.44
500/345	2.92
500/230	4.78
500/138	7.67
440/345	12.44
440/230	6.76
440/138	4.84
345/230	6.76
345/138	2.05
230/138	6.76

APÊNDICE C

DADOS DO SISTEMA TESTE NO FORMATO ANAREDE

TITU

***** CASO TESTE DE WHEELING ***

DBAR IMPR

1	AREIA----	230 1040 42 0.0 0.0	153-15.7	1
2	AREIA----	525 1017 46 0.0 0.0	3.50 0.0 -150	1
3	BLUMENAU-230	1030 22 0.0 0.0	277 197	2
4	BLUMENAU-525	869 27 0.0 0.0	0.0 0.0	1
5	CANOINHA-230	993 21 0.0 0.0	70.2-16.3	2
6	1 CHARQUEA-2CF	1010 19 25.0 35.1 -93699990	6 9.6 8.10	3
7	CHARQUEA-230	929 17 0.0 0.0	47.0 24.0	3
8	CNOVOS---	525 982 37 0.0 0.0	2.50 0.0 -100	1
9	CURITIBA-230	1030 30 0.0 0.0	485 124	2
10	CURITIBA-525	913 33 0.0 0.0	0.0 0.0 -300	1
11	FARROUPI-23021012	14 0.0 0.0	185 76.1	1
12	GRAVATAI-525	906 23 0.0 0.0	1.69 0.0 -300	1
13	ITA -525	999 41 0.0 0.0	0.0 0.0 -150	1
14	1 IVAIPORA-525	1000 57 1000 0	0 0 -100	1
15	1 JLACERDA-1MQ	1020 8 25.0 30.3-9999 9999	15 2.11 1.30	1
16	1 JLACERDA-1MQ	1020 13 33.0 41.6-999999990	16 3.04 1.80	1
17	JLACERDA-230	1000 11 0.0 0.0	162.-14.4	1
18	1 JLACERDB-2MQ	1020 14 160 162-999999999	18 17.6 8.80	1
19	JOINVILL-230	952 23 0.0 0.0	213 171	2
20	PALHOCA-230	931 13 0.0 0.0	104 107	1
21	PFUNDO---230	1000 15 0.0 0.0	171. 69.6	1
22	1 PFUNDO2---13	1000 21 200 75.0-9999 75.0	22 0.0 0.0	1
23	SIDEROP--230	1031 10 0.0 0.0	116 61.5	1
24	SOSORIO--230	1040 29 0.0 0.0	522 -145	1
25	1 SOSOR1A6-5MQ	1000 34 660 46.7-9999 9999	25 0.90 0.0	1
26	SSANTIAG-A00	1038 50 0.0 0.0	0.0 0.0	1
27	SSANTIAG-525	1000 50 0.0 0.0	2.49 0.0	1
28	1 SSANTIAG4-19	1010 56 780 41.5-999999999	28 0.60 0.0	1
29	XANXERE--230	959 16 0.0 0.0	227 123	1
30	GBMUNHOZ-525	1000 46 0.0 0.0	0.0 0.0	2
31	2 GBMUNHOZ4-16	1010 51 1100 109-9999 9999	31 0.0 0.0	2
32	GPARIGOTU230	1000 30 0.0 0.0	173 55	2
33	1 GPARIGOT4-13	1000 35 200 21.8-9999 9999	33 0.0 0.0	2
34	CINDUST--230	1033 18 0.0 0.0	324 35.0	3
35	DSCRUZ1--230	1044 18 0.0 0.0	38.2 13.1	3
36	ELDORADO-230	1036 17 0.0 0.0	27.6 12.6	3
37	GRAVATAI-23011040	19 0.0 0.0	211 123	1
38	ITAUBA--230	1000 22 0.0 0.0	4.30-19.6	3
39	ITAUBA1MQ-13	1040 22 0.0	39 0.0 0.0	3
40	1 ITAUBA3MQ-13	1010 27 320 33.8-999999990	40 0.0 0.0	3
41	1 JACUI-6MQ-13	1010 31 180 42.4-999999990	41 48.2 49.3	3
42	PALEGRE4-230	1021 17 0.0 0.0	89 15.6	3
43	PALEGRE6-230	1022 17 0.0 0.0	150 15.6	3
44	PALEGRE9-230	1029 18 0.0 0.0	91 20	3
45	1 PMED-A2MQ-13	1010 12 40.0-4.11-999999990	45 4.30 2.15	3
46	1 PMED-B2MQ-13	1010 12 90.0 0.70-999999990	46 9.68 4.84	3
47	PMEDICI--230	1000 10 0.0 0.0	222-47.8	3
48	PREAL----230	1000 21 0.0 0.0	72.3 3.70	3
49	1 PREAL-2MQ-13	1010 26 120 27.1-999999990	49 0.0 0.0	3
50	QUINTA---230	1029 8 0.0 0.0	80.5 13.7	3
51	SMARTA--230	962 14 0.0 0.0	116 75.0	3
52	VAIRES--230	1002 17 0.0 0.0	70 65.5	3



9999

DLIN IMPR

1	2	F	0.03101.2070	1013	922	1127	1 600 672	1
1	9	F	5.186726.387				232 132	2
1	24	F	3.045015.738	27123			232 279	3
1	24	F	3.041015.718	27089			232 279	4
2	8	F	0.16202.0480250170				14731636	5
2	10	F	0.21602.7330333860				11001636	6
2	10	F	0.23602.9750363370				11001636	7
2	14	F	0.15902.0120245770				14731638	8
2	27	T	0.10701.3310163680				11001636	9
2	30	F	0.01000.1300	15160			16371637	10
2	30	F	0.01000.1300	15160			16371637	11
3	4	F	0.03101.1520	1155	945	1155	3 800 800	12
3	17	F	3.741019.359	32277			232 279	13
3	19	F	1.26706.5710	11212			232 212	14
3	19	F	1.28006.5670	11520			232 212	15
3	20	T	2.532013.132	22551			232 212	16
4	10	F	0.12701.6030195900				11001636	17
5	9	F	3.944220.451				232 212	18
5	19	F	9.920737.159				232 212	19
7	6	F	0.392024.420	1050	1050	1050	7 180 180	20
7	11	F	3.370012.500	22840			251 151	21
7	34	T	0.83404.3150	7428			243 159	22
7	35	T	1.35307.5200	13750			232 212	23
8	12	F	0.24503.0920377740				16731637	24
9	10	F	0.03201.1630	1149	945	1155	9 600 672	25
9	10	F	0.03101.1660	1149	945	1155	9 600 672	26
9	19	T	1.89209.7760	16845			279 279	27
9	19	T	1.89509.7040	17029			232 279	28
9	32	T	1.05565.4308				232 279	29
11	21	F	4.624023.483	41732			232 279	30
11	21	F	4.601023.768	40945			232 279	31
11	23	F	3.854019.936	34319			232 279	32
11	37	F	0.82504.2250				232 279	33
12	13	F	0.31503.9770485720				11001636	34
37	12	T	0.03601.2270	1155	946	1156	37 600 672	35
37	12	T	0.03001.1380	1155	946	1156	37 600 672	36
37	12	T	0.03601.2270	1155	946	1156	37 600 672	37
13	27	F	0.17202.1700265160				11001636	38
14	27	T	0.15401.9400236970				14731638	39
17	15	F	0.0 17.411	1048	1048	1048	17 116 116	40
17	16	F	0.0 14.129	1050	1050	1050	17 160 160	41
17	20	F	2.280011.828	20312			232 270	42
17	18	F	0.0 4.4520	1050	1050	1050	17 250 300	43
17	23	F	0.89704.6370	7978			232 279	44
17	23	F	0.94004.8420	8349			2322790	45
21	22	F	0.09804.5960	1050	1050	1050	21 230 130	46
21	29	T	1.50507.7760	13402			232 279	47
21	29	T	1.50307.7760	13385			232 279	48
21	51	T	1.83009.1500	16410			239 239	49
24	25	F	0.0 1.3880	1025	1025	1025	24 800 800	50
24	29	T	3.074015.885	27375			240 362	51
24	29	F	2.993415.238				232 279	52
27	26	F	0.00800.0485	1000	1000	1000	2714001400	53
28	26	F	0.00901.0890	1000	1000	1000	2814001400	54
30	31	F	0.0 0.8200	1000	1000	1000	3018601860	55
32	33	F	0.0 4.802	1043	1043	1043	32 280 280	56
34	36	T	0.45002.2500	4110			270 320	57
34	37	T	0.21000.9200	2780			289 310	58

34	37	T	0.21000.9200	2780		289	310	59
34	37	T	0.21000.9200	2780		289	310	60
34	38	T	3.660020.300	37670		289	310	61
34	38	T	3.455019.175	38690		289	310	62
34	44	F	0.28001.3100	2699		239	239	63
34	48	T	3.810021.100	39200		239	239	64
34	50	T	5.670028.380	47600		239	239	65
34	52	T	2.07009.3300	17181		151	151	66
35	38	F	1.870010.390	18990		239	239	67
36	47	F	5.720028.550			239	239	68
37	43	F	0.54002.8100	4980		231	279	69
37	43	F	0.54002.8100	4980		231	279	70
38	39	F	0.0	9.4500	1025 1025 1025	38	130	556 71
38	40	F	0.0	3.1500	1025 1025 1025	38	130	556 72
38	48	T	0.51002.8600	5230		239	239	73
41	48	F	0.103815.074			200	200	74
42	43	T	0.14000.8600	1970		239	239	75
42	43	F	0.14000.8600	1970		232	279	76
47	45	F	0.0	6.150	1025 1025 1025	47	126	126 77
47	46	F	0.0	2.9500	1025 1025 1025	47	320	320 78
47	50	F	2.900014.360	26610		239	239	79
48	49	F	0.0	7.2850	1025 1025 1025	48	284	268 80
48	51	F	2.860010.620	19400		251	151	81
48	52	T	3.370012.550	23670		273	193	82

9999

DARE IMPR

01	*****	ELETROSUL	*****
02	*****	COPEL	*****
03	*****	CEEE	*****
99			

DGER IMPR

6	0.0	36.	30.86
14	0.0	2000.	2.00
15	0.0	50.	16.69
16	0.0	66.	16.69
18	0.0	250.	19.33
22	0.0	220.	29.
25	0.0	1050.	3.9
28	0.0	1332.	5.
31	0.0	1672.	6.8
33	0.0	252.	1.9
40	0.0	375.	6.5
41	0.0	180.	15.
45	0.0	126.	13.47
46	0.0	320.	13.47
49	0.0	140.	20.47

9999

EXLF NEWT PART RCVG

RELA RSIS RVIO RLIN

FIM

REFERÊNCIAS

- [1] Pricing of Transmission Services in Bulk Power Markets: Factors For Consideration, Transmission Access Technical Task Force, *Edison Electric Institute*, 1987.
- [2] D Jefferies, "Experience with Restructuring and Privatising Electricity in England and Wales", Palestra realizada em 30 de Agosto de 1992 na *Bienal da CIGRÉ*, Paris.
- [3] Decreto nº1009 de 22/12/93 do Poder Executivo criando o *Sistema Nacional de Transmissão de Energia Elétrica* (SINTREL).
- [4] F C Schweppe, M C Caramaris, R D Tabors, R E Bohn, "Spot Pricing of Electricity", Kluwer Academic Publishers, 1988.
- [5] H H Happ, "Cost of Wheeling Methodologies", *IEEE Trans. on PWRS*, Vol.9, No.1, págs 147-156, Fevereiro 1994.
- [6] GAPP Committee (A R Garfield, Ohio Edison System, Chairman), "General Agreement on Parallel Paths", Final Report, Maio 1992.
- [7] M C Caramaris, R E Bohn, F C Schweppe, "The Costs of Wheeling and Optimal Wheeling Rates", *IEEE Trans. on PWRS*, Vol.1, No.1, Fevereiro 1986.
- [8] G L Garófalo, L C P de Carvalho, "Teoria Microeconômica", 2a Edição, Editora Atlas, 1990.
- [9] G S Maddala, E Miller, "Microeconomics", McGraw-Hill International Editions, Singapore 1989.
- [10] M C Caramaris, N Roukos, F C Schweppe, "WRATES: A Tool for Evaluating the Marginal Cost Of Wheeling", *IEEE Trans. on PWRS*, Vol.4, No.2, págs 594-605, Maio 1989.
- [11] B G Gorenstin, N M Campodónico, J P Costa, M V F Pereira, "Stochastic Optimazation of a Hydro-Thermal System Including Network Constraints", *IEEE Trans. on PWRS*, Vol. 7, No.2, Maio 1992.

- [12] D Shirmohammadi, P R Gribik, E T K Law, J H Malinowski, R E O'Donnell, "Evaluation of Transmission Network Capacity Use for Wheeling Transactions", *IEEE Trans. on PWRs*, Vol.4, No.4, págs 1405-1413, Outubro 1989.
- [13] R R Kovacs, A L Leverett, "A Load Flow Based Method for Calculating Embedded, Incremental and Marginal Cost of Transmission Capacity", *IEEE Trans. on PWRs*, Vol.9, No.1, págs 272-278, Fevereiro 1994.
- [14] H Rudnick, R Palma, J E Fernández, "Marginal Pricing and Supplement Cost Allocation in Transmission Open Access", *IEEE Trans. on PWRs*, Vol. 10, No.2, Maio 1995.
- [15] X V Filho, H J Chipp, J W Marangon Lima, M V F Pereira, E M T Nery, M Hirota, "A Methodology for Wheeling Rates in Transmission Systems", III SEPOPE, SP08, Belo Horizonte, Brasil, 1992.
- [16] J W Marangon Lima, M V F Pereira, B G Gorenstin, X V Filho, H J Chipp, S Alvarenga Fo, M Hirota, "An Integrated Framework for Transmission Cost Allocation Retaining Efficiency Concepts", IV SEPOPE, SP38, Foz do Iguaçu, Brasil, 1994.
- [17] 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, Maio 1995.
- [18] "Metodologia para Valoração dos Custos das Transações de Transmissão", Relatório CAS/GTMV, Eletrobrás, Janeiro de 1994.
- [19] J W Marangon Lima, "Allocation of Transmission Fixed Charges : An Overview", *IEEE paper 95 SM 503-3 PWRs*, apresentado no Summer Meeting de 1995.
- [20] I J Pérez-Arriaga, F J Rubio, J F Puerta, J Arceluz, J Marín, "Marginal Pricing of Transmission Services : An Analysis of Cost Recovering", *IEEE Trans. on PWRs*, Vol.10, No.1, Fevereiro 1995.
- [21] Plano de Operação Elétrica para o Ano de 1994 - Sistema Interligado da Região Sul e Sudeste, GCOI - SCEL - GTPM - 04/93.

- [22] Programa de Análise de Redes - Manual do Usuário - V03-05/87, *Relatório Técnico no. 530/87* de 24-11-87, CEPEL-DPST.
- [23] Referência de Custos de LT's, SE's e AT e EAT, Eletrobrás, *DPTE* de 1993.
- [24] "Linhas de Transmissão em Operação por Concessionária - Tensão Nominal e Extensão", *Relatório GCOI-SIESE-04/1987*, Eletrobrás, Rio de Janeiro.
- [25] Plano de Operação 1989, *GCOI-SCEN-GTEN-SE-S-14/88*, Eletrobrás, Dezembro de 1988.
- [26] R Baldick, E Kahn, "Transmission Planning Issues in a Competitive Economic Environment", *IEEE Trans on PWRS*, Vol.8, No.4, Novembro 1993.
- [27] C J Andrews, "Regulating Regional Power Systems", IEEE Press, Piscataway 1995.
- [28] "Critérios e Procedimentos para Planejamento de Sistemas de Transmissão - Documento Básico", GCPS-CTST-GTCP, Eletrobrás, Julho 1995.

LISTA DE FIGURAS**CAPÍTULO III**

- Figura III-1 Agentes Usando o Circuito k
- Figura III-2 Variação do Custo do Agente A
- Figura III-3 Agente B com β pu
- Figura III-4 Agente B com $\beta = 1.3$
- Figura III-5 Agente B com $\beta = 0.7$
- Figura III-6 Instabilidade do *Postage Stamp*
- Figura III-7 Exemplo de uma Associação
- Figura III-8 Configuração da Rede
- Figura III-9 Variação Dinâmica das Tarifas
- Figura III-10 Sistema Teste

CAPÍTULO IV

- Figura IV-1 Modelo Geração - Transmissão
- Figura IV-2 Sistema Planejado - Alternativa 1
- Figura IV-3 Sistema Planejado - Alternativa 2
- Figura IV-4 Exemplo de Comparação dos Métodos
- Figura IV-5 Variação do Custo Total para a Alternativa 1



LISTA DE TABELAS

CAPÍTULO III

- Tabela III-1 Tarifas Antes da Associação
- Tabela III-2 Tarifas Após a Associação
- Tabela III-3 Custo das Térmicas
- Tabela III-4 Comparação dos Métodos
- Tabela III-5 Tarifas Antes da Associação (US\$/MWh)
- Tabela III-6 Tarifas Depois da Associação (US\$/MWh)
- Tabela III-7 Variação das Tarifas (US\$/MWh)

CAPÍTULO IV

- Tabela IV-1 Planejamento do Sistema da Alternativa 1
- Tabela IV-2 Planejamento do Sistema da Alternativa 2
- Tabela IV-3 Custo da Tarifa de Transmissão para a Alternativa 1 (US\$/MWh)
- Tabela IV-4 Custo da Tarifa de Transmissão para a Alternativa 2 (US\$/MWh)
- Tabela IV-5 Custo de Geração (CG) (milhões US\$)
- Tabela IV-6 Custo Total da Alternativa 1 (milhões US\$)
- Tabela IV-7 Custo Total da Alternativa 2 (milhões US\$)
- Tabela IV-8 Custo Total da Alternativa 3 (milhões US\$)

