

APLICAÇÃO DA TEORIA DOS JOGOS COOPERATIVOS PARA ALOCAÇÃO DOS
CUSTOS DE TRANSMISSÃO EM MERCADOS ELÉTRICOS

Max Rodrigues Junqueira

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

Aprovada por:

Prof. Luiz Fernando Loureiro Legey, Ph.D.

Dr. Sergio Granville, Ph.D.

Prof. Djalma Mosqueira Falcão, Ph.D..

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

JUNHO DE 2005

JUNQUEIRA, MAX RODRIGUES

Aplicação da Teoria dos Jogos Cooperativos para a Alocação de Custos de Transmissão em Mercados Elétricos [Rio de Janeiro] 2005

VIII, 107 p. 29,7 cm (COPPE/UFRJ, M.Sc., Programa de Planejamento Energético, 2005)

Tese - Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE

1. Alocação de Custos de Transmissão de Energia

I. COPPE/UFRJ II. Título (série)

Aos meus pais Norma e Marcos.

Agradecimentos

A meus pais, pela educação, carinho e apoio, sem os quais este trabalho não poderia ter sido concluído.

A meus irmãos e família, pelos incentivos demonstrados durante todos os momentos.

A Mario Veiga Ferraz Pereira, pela oportunidade de realização deste trabalho e pela orientação indispensável em todas as etapas do desenvolvimento.

Ao amigo Luiz Augusto Barroso, pela disposição em ajudar sempre que foi necessário.

Ao meu orientador Luiz Fernando Loureiro Legey pelo apoio.

Ao CNPq e à UFRJ / COPPE pelos auxílios concedidos

A todos os amigos da PSR/Mercados de Energia.

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

APLICAÇÃO DA TEORIA DOS JOGOS COOPERATIVOS PARA ALOCAÇÃO DOS CUSTOS DE TRANSMISSÃO EM MERCADOS ELÉTRICOS

Max Rodrigues Junqueira

Abril / 2005

Orientador: Luiz Fernando Loureiro Legey

Programa: Programa de Planejamento Energético

Este trabalho apresenta uma metodologia de alocação de custos de transmissão de energia, baseada em Teoria dos Jogos Cooperativos. Mostra-se que não existe uma maneira única de alocar esses custos de maneira justa e eficiente e que diversas metodologias têm sido discutidas e difundidas no mundo todo. O método proposto baseia-se no esquema Aumann-Shapley e propõe uma alocação de custos com base no uso que cada agente faz da rede de transmissão. Mostra-se que a metodologia é robusta e eficiente computacionalmente. Os resultados apresentados são discutidos e comparados com três outras metodologias: as mundialmente conhecidas Custo Marginal de Longo Prazo (CMLP) e Extent of Use, e a metodologia atualmente em vigor no Brasil (uma variante da metodologia CMLP).

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

TRANSMISSION COST ALLOCATION SCHEMES FOR ELECTRICITY MARKETS:
A GAME-THEORETIC APPROACH

Max Rodrigues Junqueira

April / 2005

Advisors: Luiz Fernando Loureiro Legey

Department: Energetic Planning

This work presents a methodology for energy transmission costs allocation, based on the Theory of Cooperative Games. It is shown that there is not a unique approach to make this allocation in a fair and efficient way and that many different methodologies have been discussed and developed in a worldwide context. The proposed method is based on Aumann-Shapley scheme and proposes a cost allocation in proportion to the average use of the transmission grid by each agent. The approach is shown to be robust and computationally efficient. Computational results are discussed and compared with three methodologies: the well known Long Run Marginal Cost (LRMC) and Extent of Use methods and the methodology currently applied in Brazil (a variant of the LRMC method).

Sumário

1	INTRODUÇÃO.....	1
1.1	A IMPORTÂNCIA DAS TARIFAS DE TRANSMISSÃO	1
1.1.1	<i>Expansão G&T - Ambiente Centralizado</i>	2
1.1.2	<i>Expansão G&T - Ambiente Competitivo</i>	3
1.1.3	<i>Função Tarifa de Transmissão Ideal.....</i>	4
1.2	O PROBLEMA DA ALOCAÇÃO DE CUSTOS	5
1.2.1	<i>Teoria dos Jogos.....</i>	5
1.3	OBJETIVOS	6
1.4	ORGANIZAÇÃO E PRINCIPAIS RESULTADOS.....	6
2	METODOLOGIAS DE ALOCAÇÃO DE CUSTOS DE TRANSMISSÃO: VISÃO GERAL ...	9
2.1	ASPECTOS GERAIS	9
2.2	CLASSIFICAÇÃO DAS METODOLOGIAS	11
2.2.1	<i>Métodos que Traduzem Comportamentos Médios.....</i>	12
2.2.2	<i>Métodos de Tipo Incremental</i>	18
2.2.3	<i>Métodos de Tipo Marginal</i>	23
2.2.4	<i>Métodos Baseados em Teoria dos Jogos</i>	26
2.3	RECUPERAÇÃO DOS CUSTOS DAS REDES.....	26
3	METODOLOGIA NODAL	30
3.1	TARIFA LOCACIONAL	30
3.2	PARCELA DE AJUSTE	32
4	METODOLOGIA EXTENT OF USE	34
5	METODOLOGIA APLICADA NO BRASIL	36
6	METODOLOGIA PROPOSTA: AUMANN-SHAPLEY	40
6.1	TEORIA DE JOGOS COOPERATIVOS	40
6.1.1	<i>Aplicações da Teoria dos Jogos no Setor Elétrico</i>	40
6.1.2	<i>Conceitos Básicos.....</i>	42
6.1.3	<i>Núcleo de Jogos Cooperativos</i>	44
6.1.4	<i>Núcleo de Jogos Cooperativos</i>	44
6.2	ALOCAÇÃO DOS CUSTOS DE UM SISTEMA DE TRANSMISSÃO	45
6.3	CUSTO DO SERVIÇO DE TRANSMISSÃO	46
6.4	PROCEDIMENTO PROPOSTO	47
6.4.1	<i>Custo incremental do serviço de transmissão</i>	47
6.4.2	<i>Procedimento de alocação de custos para geradores</i>	48
6.4.3	<i>Alocação de Shapley.....</i>	49
6.4.4	<i>Alocação Aumann-Shapley.....</i>	50
6.4.5	<i>Parcela de Ajuste.....</i>	51
7	RESULTADOS	53
7.1	RESULTADOS PARA JIANGSU	53
7.1.1	<i>Características do Sistema de Jiangsu</i>	53
7.1.2	<i>Premissas Adotadas.....</i>	55
7.1.3	<i>Resultados Obtidos</i>	56
7.1.4	<i>Análise dos Resultados</i>	60
7.2	RESULTADOS PARA O SISTEMA BRASILEIRO	61
7.2.1	<i>Características do Sistema Brasileiro</i>	62
7.2.2	<i>Premissas Adotadas.....</i>	63
7.2.3	<i>Resultados obtidos.....</i>	64
7.2.4	<i>Análise dos Resultados</i>	71
8	CONCLUSÕES.....	75

9	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	78
	ANEXO A – MODELO DE FLUXO DE POTÊNCIA LINEARIZADO.....	84
	A.1 MODELO BÁSICO	84
	A.2 DESPACHO ECONÔMICO COM RESTRIÇÕES DE TRANSMISSÃO	86
	A.2.1 <i>Formulação do Problema</i>	86
	A.2.2 <i>Formulação Compacta do Problema de Despacho</i>	86
	ANEXO B – METODOLOGIA AUMANN-SHAPLEY.....	89
	B.1 INTRODUÇÃO	89
	B.2 FUNÇÃO EXEMPLO	89
	B.3 ALOCAÇÃO POR CUSTOS MARGINAIS	90
	B.3.1 <i>Cálculo das tarifas marginais</i>	90
	B.3.2 <i>Ajuste no montante arrecadado</i>	91
	B.4 ALOCAÇÃO INCREMENTAL.....	92
	B.5 ALOCAÇÃO DE SHAPLEY	93
	B.5.1 <i>Cálculo de todas as permutações de ordem de entrada</i>	93
	B.5.2 <i>Interpretação geométrica do esquema de Shapley</i>	95
	B.6 ALOCAÇÃO SHAPLEY MODIFICADA	95
	B.6.1 <i>Limitações do esquema Shapley</i>	95
	B.6.2 <i>Esquema Shapley modificado</i>	96
	B.6.3 <i>Interpretação geométrica do esquema Shapley modificado</i>	97
	B.7 ALOCAÇÃO AUMANN-SHAPLEY	97
	B.7.1 <i>Formulação</i>	97
	ANEXO C – IMPLEMENTAÇÃO DO AUMANN-SHAPLEY	100
	ANEXO D – MÉTODO EXTENT OF USE: ANÁLISE ILUSTRATIVA.....	103
	ANEXO E – RESULTADOS OBTIDOS	106
	E.1 ESTUDO DE CASO DE JIANGSU.....	106
	E.2 ESTUDO DE CASO DO BRASIL	107

1 INTRODUÇÃO

1.1 A Importância das Tarifas de Transmissão

Em diversos países no mundo ocorreram, ou vêm ocorrendo, mudanças significativas no setor elétrico através de um processo cuja característica principal é a substituição de um ambiente centralizado, cujo órgão planejador é responsável pela expansão do sistema, por um ambiente de mercado competitivo .

No Brasil, as reformas no setor elétrico começaram em 1996 de maneira a promover um ambiente competitivo na geração e fazendo com que o papel da expansão do parque gerador esteja distribuído entre os diversos agentes de forma descentralizada, e no qual a iniciativa privada se torna primordial no processo. Por outro lado, tanto a transmissão quanto a distribuição permanecem de maneira regulada por se caracterizarem como setores de monopólios naturais. A expansão da rede de transmissão é feita de forma centralizada de acordo com as obras propostas pelo governo (Ministério de Minas e Energia [34]) e aprovadas pelo órgão regulador [11]. A Aneel [1], respaldada pelos estudos de planejamento realizados pelo CCPE (futuramente EPE) e pelo Operador do Sistema (ONS) [2], é responsável pela homologação das obras futuras e pela realização de leilões onde as empresas disputam o direito de construção e operação das mesmas.

Por razões óbvias, não é factível nem econômico contruir sistemas de transmissão independentes para cada par geração-demanda. Dessa maneira, se torna necessário desenvolver regras que permitam aos diversos agentes o acesso a uma rede de transmissão de forma compartilhada.

A remuneração dessa rede de transmissão é feita mediante o pagamento de encargos de uso do sistema de transmissão pelos agentes de geração e consumo que fazem uso da mesma..

A maneira como alocar os custos de transmissão entre os agentes é de fundamental importância, dado o papel relevante que as tarifas de transmissão têm assumido no setor elétrico. Idealmente, elas devem funcionar como o principal mecanismo de incentivo a uma expansão otimizada das unidades geradoras através de sinais locacionais adequados que, ao mesmo tempo, reflitam os efetivos usos da rede elétrica por parte dos agentes, remunerem as empresas de transmissão e incentivem a “expansão ótima” do sistema. Dessa maneira, as tarifas devem atender a dois critérios básicos: (1) alocar os custos de transmissão de forma justa, isto é, as tarifas dos agentes refletem o uso efetivo que os mesmos fazem da rede elétrica; e (2) transmitir sinais adequados para a instalação de novos agentes de forma eficiente.

1.1.1 Expansão G&T - Ambiente Centralizado

O problema da expansão de um sistema geração-transmissão em um ambiente centralizado se apresenta como:

$$w = \text{Min } \{ I(x) + O(x) + I(y) + D(x,y) \} \quad (1.1)$$

onde:

w	custo total da expansão G&T
x	vetor de decisões de investimento em geração
y	vetor de decisões de investimento em transmissão
$I(x)$	custo de investimento associado à decisão x
$I(y)$	custo de investimento associado à decisão y
$O(x)$	custo operativo “nó único” associado à decisão x (sem restrições de transmissão)
$D(x,y)$	custos operativos <i>adicionais</i> (redespacho) devido às restrições de transmissão

A Figura 1.1 ilustra o processo centralizado de expansão, onde o órgão planejador procura conciliar os planos de expansão e operação do sistema. A partir de um determinado plano de expansão da geração é efetuado um despacho ótimo teórico do sistema buscando minimizar o custo de operação. Entretanto, nessa etapa não são consideradas as restrições de transmissão, ou seja, o despacho é efetuado considerando-se um nó único onde se faz o balanço entre geração e demanda. Após essa etapa, com base na determinação da rede de transmissão a partir dos planos de expansão, é efetuado um novo despacho onde são consideradas as restrições elétricas.

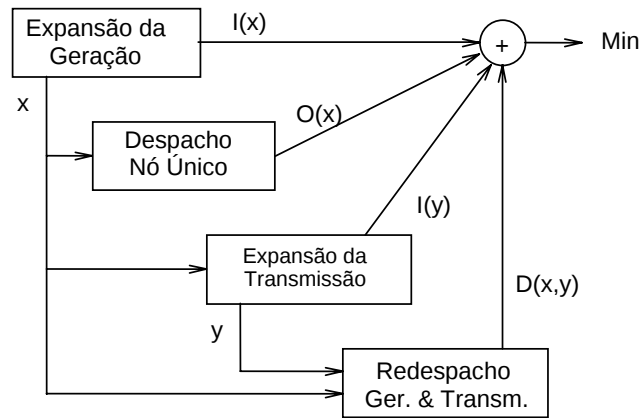


Figura 1.1 - Expansão Centralizada da Geração e Transmissão

1.1.2 Expansão G&T - Ambiente Competitivo

Para modelar um ambiente competitivo de geração que incorpore os aspectos da transmissão, supondo-se que a informação é perfeita, isto é, que os dados de custos de investimento - $I(x)$ - e custos operativos “nó único” - $O(x)$ - estão disponíveis para todos os agentes, se pode *simular* o processo competitivo através do seguinte problema de otimização:

$$v = \text{Min } \{ I(x) + O(x) + T(x) \} \quad (1.2)$$

onde $T(x)$ é uma *função tarifa de transmissão* que reflete os custos de transmissão associados a cada *plano* alternativo de geração x (como se mencionou anteriormente, x é

un vetor que representa as decisões de investimento em geração). O processo competitivo se visualiza na Figura 1.2.

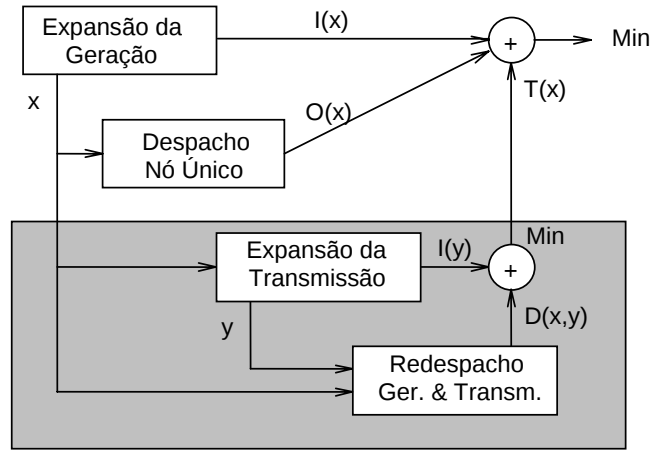


Figura 1.2 - Expansão Competitiva da Geração com Tarifas de Transmissão

O retângulo cinza da figura representa a área de responsabilidade do agente de transmissão. Observa-se que os geradores já não “vêm” o sistema físico da transmissão, e que o único sinal que recebem é da função tarifa de transmissão, $T(x)$. Se essa função reflete corretamente os custos de transmissão resultantes das diferentes opções de investimento na geração, as decisões que resultam do processo competitivo (1.2) serão iguais às do processo centralizado (1.1). Em caso contrário, o plano de geração se desviará do ótimo, e haverá uma perda na eficiência econômica.

1.1.3 Função Tarifa de Transmissão Ideal

Comparando-se as equações (1.1) e (1.2), se conclui que a função tarifa de transmissão ideal corresponde a:

$$T(x) = \text{Min} \{ I(y) + D(x,y) \} \quad (1.3)$$

onde $I(y)$ e $D(x,y)$ são respectivamente os custos de investimento de transmissão e de redespacho operativo definidos em (1.1). Em outras palavras, a função tarifa ideal corresponde a calcular o custo do sistema de transmissão ótimo para cada plano de

expansão de geração possível. Se esta função está disponível, é possível garantir que no ambiente competitivo resultarão os investimentos ótimos de geração em termos globais.

No entanto, observa-se em (1.3) que a função $T(x)$ não tem uma representação analítica explícita (isto é, não se representa por uma função linear ou um polinômio, etc.) uma vez que é uma solução de um problema linear. Dessa maneira, torna-se necessário encontrar um encargo de transmissão *aproximado* que seja *eficiente* (i.e. que induza a um plano de expansão da geração ótimo em termos globais) e *justo* (i.e. que represente uma atribuição adequada dos custos de transmissão para os participantes do sistema).

1.2 O Problema da Alocação de Custos

O problema da alocação de custos se torna evidente no setor de transmissão de energia, uma vez que os custos de construção, operação e manutenção da infra-estrutura necessária são feitos de forma compartilhada por um conjunto de agentes (geradores e consumidores). É intuitivo que o custo do serviço integrado é menor que a soma dos custos de desenvolvimento de serviços separados para cada agente ou sub-grupos de agentes¹. Em outras palavras, o desenvolvimento conjunto é eficiente em termos econômicos. O problema é então como alocar este custo de serviço entre os participantes, de maneira eficiente e justa.

Existem diversas maneira e metodologias para alocar esses custos, como será mostrado ao longo deste trabalho.

1.2.1 Teoria dos Jogos

A alocação de custos de transmissão de energia é um exemplo do problema geral de repartição de custos e benefícios entre agentes que cooperaram para a construção de um recurso compartilhado. Na situação em que o desenvolvimento de um recurso para uso compartilhado é mais barato e/ou eficiente que o desenvolvimento de vários recursos

¹ Essa propriedade é conhecida como subatividade.

para uso “exclusivo” de cada agente, surge o problema de como alocar os custos entre os participantes.

Esse tipo de problema é estudado na teoria de jogos de coalizão, também conhecida pelo nome de teoria de jogos cooperativos [3] [4] [5], que será utilizada como base para os desenvolvimentos deste trabalho. Em particular, será analisada a alocação de Aumann-Shapley [6] [5].

1.3 Objetivos

Este trabalho tem três objetivos principais: (i) analisar o problema da alocação de custos de transmissão de energia; (ii): propor uma metodologia de alocação que seja viável do ponto de vista de esforço computacional; que forneça resultados justos e robustos quanto ao tamanho dos recursos aportados por cada agente; e que seja eficiente economicamente; (iii) ilustrar a aplicação dessa metodologia ao caso brasileiro, comparando-a à metodologia atualmente adotada e outras propostas na literatura técnica especializada.

1.4 Organização e Principais Resultados

O Capítulo 2 apresenta uma visão geral dos principais métodos de alocação de custos de transmissão de energia adotados e discutidos no mundo. Como aspectos gerais, são apresentadas as principais características e princípios aos quais uma alocação de custos de transmissão deve, idealmente, atender. Além disso, é proposta uma classificação das diferentes metodologias em quatro grupos: (a) métodos que traduzem comportamentos médios; (b) métodos de tipo incremental; (c) métodos de tipo marginal e; (d) métodos baseados em Teoria dos Jogos. Particularmente, na seção 2.3 discute-se a necessidade da adoção de técnicas que visem garantir a remuneração completa da rede de transmissão, uma vez que, na prática, é comum a existência de um excesso de capacidade nos circuitos, muitas vezes considerável.

O Capítulo 3 apresenta a metodologia Nodal em maiores detalhes. Mostra-se que esse método procurar alocar os custos de transmissão com base na necessidade de reforços na rede de transmissão dado um aumento marginal de geração / consumo de cada agente. Dessa maneira, a metodologia Nodal procura refletir os custos marginais de longo prazo (CMLP) do sistema.

O Capítulo 4 apresenta a metodologia Extent of Use. Com uma abordagem diferente do método Nodal, essa metodologia visa alocar os custos de transmissão com base na utilização da rede de transmissão pelos agentes. Dessa maneira, os custos de transmissão são calculados de maneira proporcional aos custos de cada circuito, assim como ao fator percentual de uso do circuito por cada cada agente.

O Capítulo 5 apresenta a metodologia em vigor no Brasil. Mostra-se que essa metodologia consiste no método Nodal considerando-se algumas particularidades e critérios. Conforme abordado, uma das principais particularidades adotadas é a presença de fatores de ponderação que visam reduzir os sinais locacionais do método Nodal, sobretudo em circuitos com baixo carregamento.

O Capítulo 6 propõe um novo método de alocação de custos de transmissão, baseado na Teoria dos Jogos Cooperativos. Esse método procura alocar os custos de transmissão com base no uso que cada agente faz da rede de transmissão a partir da aplicação do esquema Aumann-Shapley, supondo-se a entrada sucessiva dos diferentes agentes de geração e consumo. Mostra-se que o método proposto é robusto e viável computacionalmente, além de apresentar uma série de características desejáveis em termos de coerência econômica e isonomia.

No Capítulo 7 são discutidos os principais resultados obtidos. São apresentados dois estudos de caso: (1) província de Jiangsu na China, por se tratar de um sistema relativamente pequeno, que permite a análise e conclusão das principais características e vantagens de cada método analisado e; (2) sistema brasileiro, caracterizado pela continentalidade e pelas enormes distâncias envolvidas. Para o estudo de caso (1) são

analisadas as metodologias Aumann-Shapley, Nodal e Extent of Use. Para o estudo de caso (2), além das três metodologias anteriormente abordadas, considera-se, também, a metodologia em vigor no Brasil.

O Capítulo 8 apresenta as principais conclusões do estudo realizado.

2 METODOLOGIAS DE ALOCAÇÃO DE CUSTOS DE TRANSMISSÃO: VISÃO GERAL

2.1 Aspectos gerais

Uma vez identificados os custos decorrentes do serviço de transmissão de energia elétrica, ou seja, os custos de implantação, operação e manutenção da rede elétrica, torna-se necessário realizar a alocação desses custos entre os diversos agentes do sistema. Existem hoje muitos métodos que podem ser utilizados para realizar essa alocação, com características diversas que os tornam atraentes em certos casos e pouco adequados em outros.

Esses diferentes métodos de alocação de custos por uso das redes de transporte de energia elétrica podem ser avaliados segundo vários critérios. Em [7] e [8] são referidos diversos princípios gerais a que devem obedecer os métodos de alocação de custos, sendo que alguns desses são de natureza conceitual enquanto que outros são de natureza operativa.

Princípios de natureza conceitual:

- *Solidez técnica e Objetividade:* esses aspectos revelam-se fundamentais para conferir um tratamento justo e não discriminatório a todas as entidades envolvidas. Entretanto, deve-se observar que por um lado, o conhecimento prévio dos valores das tarifas é um fator positivo, que remete à utilização de métodos que traduzam condições médias de operação. Por outro lado, as condições de operação em tempo real traduzem de forma mais realista a utilização das redes pelos diversos agentes. Dessa forma é importante haver um compromisso na seleção da metodologia adotada, de maneira a conciliar essas duas tendências contraditórias entre si;
- *Eficiência Econômica:* as metodologias de alocação de custos deverão ser eficientes sob dois pontos de vista, ou seja, permitir máxima recuperação possível

dos custos regulados das companhias e transmitir sinais econômicos que induzam comportamentos mais eficientes no que diz respeito à utilização das redes;

- *Justiça*: este princípio está ligado à identificação dos custos diretamente relacionados às atividades de transporte de energia, de maneira a realizar sua alocação aos utilizadores das redes, visando evitar a presença de subsídios cruzados;
- *Aplicabilidade em Mercados Abertos*: o grau de aplicabilidade do método de alocação de custos deverá ser aferido tendo em conta o modelo adotado no setor elétrico, seja ele baseado em transações bilaterais físicas, ou em mecanismos tipo “pool”. As transações bilaterais se caracterizam por contratos de compra e venda de energia cuja efetivação implica na necessidade de uma rede de transmissão e dos encargos por uso da mesma. Por outro lado, em sistemas do tipo “pool” não há contratos físicos entre os agentes, mas apenas contratos financeiros nos quais o agente gerador se compromete com o fornecimento de energia sem, no entanto, ser necessariamente o responsável pelo despacho físico da energia contratada. Nesse tipo de sistema, todas as transações ocorrem no âmbito de um mercado de energia e o balanço é feito através do preço “spot” que representa o custo marginal de geração do sistema [58] [59].

Princípios de natureza operativa:

- *Estabilidade e Volatilidade Reduzida*: o caráter previsível das tarifas assume uma importância elevada num ambiente de mercado pois este já apresenta diversos fatores de incerteza. Esse princípio tem por objetivo conferir uma maior previsibilidade à remuneração das empresas e tornar mais transparente o processo de alocação de custos;

- *Simplicidade*: este aspecto revela-se importante porque permite aumentar o grau de compreensão dos mecanismos de alocação de custos por parte dos agentes envolvidos. É importante ressaltar que os métodos mais simples revelam-se também os menos sólidos do ponto de vista técnico e econômico. Assim, mais uma vez, será crucial procurar um nível adequado de compromisso entre situações extremas.

2.2 Classificação das metodologias

De maneira geral, os métodos de alocação de custos de uso das rede elétricas podem ser agrupados em quatro grandes conjuntos [7] [38] :

- Métodos que traduzem comportamentos médios*: estes métodos podem exigir ou não a realização de estudos de fluxo de potências e baseiam-se na alocação dos custos calcada em variáveis regulatórias, tais como potências de ponta ou energias transmitidas. Alguns desses métodos prouam obter uma medida mais “completa” e justa da utilização das redes, fazendo o valor das tarifas depender da distância em que se efetua a transmissão de energia.
- Métodos de Tipo Incremental*: os métodos de tipo incremental procuram obter a variação do custo de transmissão de energia elétrica na presença e na ausência de uma determinada transação de energia entre um gerador e um consumidor [42].
- Métodos de Tipo Marginal*: os métodos tipo marginal baseiam-se no cálculo da variação do custo de transmissão de energia elétrica quando, num determinado nó do sistema, a carga (geração) sofre um aumento de uma unidade em relação ao cenário base [42].
- Métodos Baseados em Teoria dos Jogos*: de uma forma geral, pode-se afirmar que essas formulações se baseiam na existência de coalizões entre agentes que estabelecem um contrato de compra/venda de energia elétrica. Para efetivar essas

transações de energia, torna-se necessária a utilização da rede de transmissão. Por esta razão, cada coalizão é caracterizada, além de outros aspectos, pelo custo de transporte associado à realização dessa transação, que pode ser estabelecidos através de várias metodologias.

A seguir encontra-se uma explicação mais detalhada para cada um dos grupos anteriormente citados.

2.2.1 Métodos que Traduzem Comportamentos Médios

Esses métodos procuram fazer um tratamento simplificado no cálculo das tarifas de maneira a alocar os custos totais com base no custo médio [39].

A origem da maioria desses métodos está relacionada com o aparecimento das transações “wheeling” nos EUA, isto é, transações físicas em que duas companhias estabeleciam um contrato entre si de compra /venda de energia elétrica cuja efetivação requeria a utilização de uma terceira companhia devido à utilização de uma rede de transmissão. Por esta razão, esses métodos supõem ou, pelo menos, encontram-se melhor adaptados a situações em que o sistema encontra-se organizado em termos de transações bilaterais físicas e não tem torno de um mercado spot centralizado.

Os principais métodos propostos são os seguintes:

- a) *Postage Stamp*;
- b) Método de Participações Médias;
- c) MW-Milha Baseado na Distância – *Distance Based MW-Mile Concept*;
- d) MW-Milha Baseado em Fluxo de Potência – *Power Flow Based MW-Mile concept*.

Postage Stamp:

As tarifas são calculadas pela soma dos custos totais de transmissão, responsáveis pela remuneração dos ativos e dos custos de operação e manutenção da rede elétrica, dividida pela demanda total do sistema, produzindo-se assim, um custo em \$/MW a ser aplicado aos agentes. Dessa maneira, os encargos de transmissão de uma determinada transação são calculados como:

$$\text{Encargos}_t = \frac{CT \times D_t}{D_{\text{total}}} (\$) \quad (2.1)$$

Onde

CT = Custos Totais do Sistema de Transmissão (\$);

D_t = Demanda máxima da transação (MW);

D_{total} = Demanda de ponta total do sistema (MW).

A principal vantagem desse método é a sua extrema simplicidade. Essa característica permitiu sua aplicação muito frequente na tarifação de transações tipo “wheeling” nos Estados Unidos da América e a sua adoção em diversos países europeus no contexto da liberalização dos mercados. Além disso, esse método é frequentemente utilizado (Brasil, Colômbia, entre outros) como um complemento às tarifas de maneira a recuperar os custos totais do serviço de transmissão, conforme será discutido na seção 2.3.

Entretanto a simplicidade de cálculo no método *Postage Stamp* não permite capturar uma série de características desejáveis. As principais desvantagens desse método estão relacionadas com o tratamento indiscriminado dos agentes com relação à localização geográfica de cada par gerador / demanda, onde transações localizadas a 10 km ou a 100 km têm o mesmo tratamento, e ao total desconhecimento das leis físicas que regem a operação dos sistemas elétricos e, conseqüentemente, os fluxos de energia ao longo da rede. Ou seja, embora o método seja extremamente simples e fácil de implementar, ele não apresenta alguns princípios de racionalidade econômica importantes.

Método de Participações Médias:

A intuição básica na qual se baseia o método de participações médias é que tanto os pontos de geração quanto os de demanda, assim como o destino das potência injetadas ou retiradas por esses agentes, podem ser atribuídos empregando-se regras heurísticas simples, baseadas apenas nos fluxos de potência correspondentes às condições de operação desejadas [46] [8].

O princípio de cálculo da percentagem de fluxo em cada circuito a ser alocada a cada gerador ou carga baseia-se na aceitação de que, uma vez conhecidas as potências que incidem num nó, os diferentes agentes utilizam as linhas que veiculam essa potência mantendo a proporcionalidade verificada nas potências que incidem no nó.

O cálculo dos fatores de participação pode ser realizado tendo em conta diversos cenários de operação do sistema e os respectivos períodos de duração de modo a simular, por exemplo, as condições de exploração ao longo de um ano. Uma metodologia deste tipo daria origem a valores médios dos Fatores de Participação.

De acordo com alguns autores [46], o método de Participações Médias não apresenta robustez técnica por se basear no princípio da proporcionalidade entre injeções e fluxos de potência, o que não tem validade do ponto de vista da operação real do sistema. Por outro lado, a simplicidade de cálculo é apontada como uma vantagem considerável do método.

O método de Participações Médias será adotado para os cálculos de tarifas de transmissão no projeto SIEPAC, que visa interligar eletricamente os países da América Latina desde o Panamá até a Guatemala, permitindo uma operação conjunta desses países e um maior desenvolvimento regional.

MW-Milha Baseado na Distância:

O método MW-Milha [40] foi proposto como uma forma tecnicamente mais robusta de se alocar os custos de transmissão, onde os encargos de cada agente são calculados com base nos montantes de demanda contratados (MW) e na distância física entre os agentes.

$$\text{Encargos } j = CT \times \frac{P_j \times X_j}{\sum_{t=1}^T P_t \times X_t} (\$) \quad (2.2)$$

Onde

CT = Custos Totais do Sistema de Transmissão (\$);

P_j = potência envolvida na transação j (MW);

X_j = distância física entre os agentes envolvidos na transação j (Milha, km, etc)

T = total de transações

A principal vantagem desse método é a sua simplicidade de cálculo aliada à tentativa de incorporar o uso da rede de transmissão a partir da distância física dos agentes envolvidos. No entanto esses cálculos são feitos de forma muito simples, uma vez que a distância não reflete de forma adequada o efetivo uso da rede e, nem mesmo, a “distância elétrica” dos agentes.

A principal desvantagem dos métodos do tipo MW-milha em geral, incluindo variantes, é que embora sejam métodos bem adaptados para sistemas de contratos bilaterais físicos, não se adequam a sistemas baseados em mercados centralizados.

MW-Milha Baseado em Fluxo de Potência:

Esses métodos procuram refletir as condições reais da rede de transmissão através de análises de fluxo de potência. As tarifas são calculadas com base na intensidade de uso de cada transação / agente. Dessa maneira, podem ser considerados tecnicamente bem mais robustos que o anteriormente descrito.

Os métodos do tipo MW-milha, e suas variantes, são usados tipicamente em sistemas baseados em contratações bilaterais físicas. O ERCOT (*Electric Reliability Council of Texas*) é um exemplo de sistema baseado nesse esquema.

Os métodos MW-milha baseados em fluxos de potência podem ser subdivididos nos seguintes tipos [41] :

MW-Milha

$$T_j = \sum_{k=1}^n C_k \frac{|f_k(j)|}{fm_k} (\$) \quad (2.3)$$

Onde

T_j = Custo alocado ao agente j (\$);

C_k = Custo do circuito k (\$);

$f_k(j)$ = Fluxo no circuito k causado pelo agente j (MW);

fm_k = Capacidade do circuito k (MW).

Dado que os fluxos de potência são usualmente menores que a capacidade dos circuitos (conforme será discutido na seção 2.3), esse método não recupera a totalidade dos custos da rede de transmissão. Com base nisso, foi proposto um método conhecido como Método do Módulo ou do Uso.

Método do Módulo ou do Uso

Esse método é semelhante ao descrito anteriormente. No entanto as capacidades dos circuitos são substituídas pelos fluxos nos mesmos, determinados a partir de um cenário de geração e demanda conhecidos.

$$T_j = \sum_{k=1}^n C_k \frac{|f_k(j)|}{|F_k|} (\$) \quad (2.4)$$

Onde

T_j = Custo alocado ao agente j (\$);

C_k = Custo do circuito k (\$);

$f_k(j)$ = Fluxo no circuito k causado pelo agente j (MW);

F_k = Fluxo total no circuito k (MW).

Como já salientado, a principal vantagem desse método é a recuperação de todos os custos da rede. No entanto, esse tipo de tratamento pode introduzir imperfeções no método, sobretudo em sistemas com baixo carregamento dos circuitos, tais como volatilidade e disparidade das tarifas .

Método Zero Counterflow

O método Zero Counterflow procura levar em consideração transações que sejam benéficas, sobre o ponto de vista do uso da rede, para o sistema. Dessa maneira, transações que impliquem em fluxos incrementais em sentidos opostos aos fluxos totais de cada circuito, ou seja, contrafluxos, não são contabilizadas:

$$T_j = \sum_{k=1}^n C_k \frac{|f_k(j)|}{\sum f_k(s+)} (\$) \quad \text{para } f_k > 0 \quad (2.5)$$

Onde

T_j = Custo alocado ao agente j (\$);

C_k = Custo do circuito k (\$);

$f_k(j)$ = Fluxo no circuito k causado pelo agente j (MW);

$(s+)$ = Conjunto de transações que contribuem com fluxos de potência no mesmo sentido do fluxo de referência (MW).

2.2.2 Métodos de Tipo Incremental

O custo incremental é definido pela diferença do custo de transmissão na ausência e na presença de determinada transação ou agente e pode ser interpretado como o sobrecurso incorrido pela rede de transmissão para acomodar esses novos agentes ou transações.

Os conceitos de natureza incremental contribuem para aumentar a eficiência e racionalidade econômica da utilização das redes de transmissão e para fornecer sinais destinados a melhorar a utilização dos sistemas, uma vez que consideram o fator locacional e o sentido dos fluxos de potência nos cálculos das tarifas [42] [8]. No entanto, têm sido apontadas deficiências e dificuldades na aplicação de metodologias de tarifação tipo incremental:

- As vantagens decorrentes da melhoria da eficiência econômica são contrabalançadas pelo aumento da complexidade da avaliação dos custos associados a cada transação [8].
- O acréscimo de complexidade na alocação de custos imputados a cada transação ocorre de forma mais evidente se o número de transações presentes for elevado.
- Se tal ocorrer, o procedimento descrito nos parágrafos anteriores pode revelar-se discriminatório e incorreto. Com efeito, dado o caráter não linear dos sistemas elétricos, a ordem segundo a qual são eliminadas as transações ou agentes

influencia na alocação dos custos, podendo introduzir um caráter discriminatório no processo. Por outro lado, dado o caráter não linear dos sistemas elétricos, e passando a ordem referida a ser importante, a adoção de modelos linearizados de operação dos sistemas elétricos (como o Modelo DC descrito no Anexo A) revela-se incorreta [8].

Os principais métodos incrementais são os seguintes:

- a) Métodos Incrementais de Curto Prazo (MICP);
- b) Métodos Incrementais de Longo Prazo (MILP);
- c) Extent of Use;
- d) Fatores de Benefício.

Métodos Incrementais de Curto Prazo (MICP):

Esses métodos permitem avaliar e alocar os custos de operação, exploração, manutenção e de oportunidade associados a cada nova transação. Os custos de operação são calculados utilizando um modelo de fluxo de potências ótimo integrando restrições de segurança da rede e de planejamento de produção. Deve notar-se que os custos incrementais de curto prazo podem ter sinal negativo nas situações em que a presença de uma nova transação permite tornar mais eficiente a exploração do sistema, diminuindo o valor da sua função custo global.

A implementação de métodos deste tipo apresenta diversas dificuldades:

- A necessidade de se fornecer sinais econômicos ao mercado, implicando na previsão de custos de operação, exploração, manutenção e de oportunidade para o horizonte em estudo. Essa tarefa pode revelar-se complexa sobretudo para períodos de análises longos;
- A dificuldade em realizar previsões e tomar decisões de índole econômica relativas aos contratos de longo prazo utilizando, apenas, informações relativas a

preços por utilização da rede de transmissão a curto prazo. Essa situação é semelhante à descrita por diversos autores para as metodologias de tarifação tipo marginal baseadas apenas em custos marginais de curto prazo [43];

- A utilização de metodologias envolvendo apenas custos de curto prazo, isto é, não envolvendo custos de investimento na expansão e reforços das redes, torna insuficiente a remuneração das redes de transmissão;e
- Os proveitos obtidos através desse tipo de remuneração apenas compensam os custos de curto prazo decorrentes de uma determinada transação. Com isso as entidades detentoras das redes poderão não se sentir incentivadas para realizar investimentos que visem o reforço da capacidade disponível ou na melhoria da qualidade do serviço.

Métodos Incrementais de Longo Prazo (MILP):

Este tipo de metodologia permite avaliar os custos de investimento na expansão e reforço das redes, bem como uma estimativa a longo prazo dos custos de operação, exploração, manutenção e de oportunidade necessários para acomodar uma nova transação ou agente. A componente dos custos de reforço ou expansão é avaliada a longo prazo tendo em conta os efeitos que a transação ou agente terá no planeamento de toda a rede. Esta avaliação incide sobre diversos cenários tendo em conta as previsões relativas à evolução da carga num determinado horizonte. Por outro lado, a avaliação contempla a possibilidade de os custos de reforço ou investimento serem negativos indicando que uma dada transação pode permitir anular ou adiar determinados investimentos que se encontravam já planeados.

Muito embora o conceito de custo de expansão ou reforço seja de fácil compreensão, a sua avaliação revela-se complexa e requer a resolução de problemas mais ou menos completos e complexos de planeamento que permitam identificar as ações mais adequadas de expansão e reforço das redes. No caso de se considerarem várias transações responsáveis por um novo investimento torna-se difícil alocar um custo a cada

uma dessas transações ou agentes tendo em conta o problema de otimização da expansão e reforço da rede referido.

Extent of Use:

A tarifação através da identificação prévia da intensidade do uso da rede elétrica também é conhecida como *Marginal Participation Factors*, ou ainda Áreas de Influência [45] [46]. Apesar do termo referido como marginal, alguns autores classificam essa metodologia como tipo incremental [8].

A idéia principal é alocar os custos com base no grau de utilização da rede por cada agente a partir do fluxo de potência causado em cada ramo devido ao aumento de 1 MW na carga ou demanda de cada nó. Esse cálculo é realizado para cada agente e para um conjunto de cenários representativos da operação do sistema. Como pode ser visto com mais detalhes na seção 4 , os cálculos são feitos da seguinte maneira:

$$U_{KC} = \sum_E (|F_{kCE}| - |F_{CE}|) \times P_{kE} \times D_E \quad \text{para } |F_{kCE}| - |F_{CE}| > 0 \quad (2.6)$$

Onde

F_{CE} = fluxo de potência no circuito C no cenário E (MW);

F_{kCE} = fluxo de potência no circuito C no cenário E quando o consumo ou geração é incrementado em uma unidade (MW);

P_{kE} = potência produzida ou consumida pelo agente k no cenário E (MW);

D_E = duração do cenário E (horas).

Com base nos valores médios obtidos para os diferentes cenários e períodos de estudo, é possível determinar a participação de um agente k na remuneração de um circuito C por:

$$\text{Part}_{KC} = \frac{U_{kC}}{\sum_k U_{kC}} \quad (2.7)$$

Com relação a esse método, pode-se destacar os seguintes aspectos:

- A metodologia não se baseia na existência de transações tipo “*wheeling*” ou bilaterais físicas entre agentes. Desta forma, apresenta a vantagem de poder ser utilizada em sistema elétricos organizados em mercados centralizados;
- Por simplificações introduzidas para a determinação dos fatores de participação, é considerada uma barra de referência para acomodar as injeções incrementais nas barras de geração e ou consumo. A determinação dessa barra de referência é arbitrária e influi nas tarifas obtidas, acarretando discussões a respeito;
- De uma forma genérica, alguns autores consideram que essa metodologia ao basear-se na repartição dos fluxos de potência nos circuitos pelos diversos agentes é criticável, porque não transmite os sinais econômicos corretos. Com efeito, a repartição, por exemplo, de custos de expansão e reforço deve ter em conta não a utilização física do sistema, mas sim a utilização em termos econômicos apesar de a utilização física poder dar uma idéia da utilização econômica [8].

Fatores de Benefício:

Essa metodologia procura alocar os custos de transmissão com base nos benefícios que cada agente recebe com a implantação de novas instalações [46][8].

A avaliação dos Fatores de Benefícios revela-se complexa, dado que requer o cálculo do benefício econômico anual de cada agente com e sem a utilização de um novo elemento da rede, para um conjunto elevado de cenários possíveis que representem um ano de exploração do sistema. Esses valores podem ser obtidos como:

$$\text{Part}_{KC} = \frac{B_{kC}}{\sum_k B_{kC}} \quad \text{para } B_{kC} > 0 \quad (2.8)$$

Onde

B_{kC} = benefício econômico obtido pelo agente k na utilização do ramo C .

Embora essa metodologia apresente sinais econômicos adequados para induzir a expansão e reforço da rede [46], o grande esforço computacional necessário, devido ao elevado número de simulações a realizar, dificulta a implantação na prática desse método.

2.2.3 Métodos de Tipo Marginal

Os métodos de tipo marginal surgiram a partir dos anos 80 [49] [50] e estão relacionados com os chamados preços *spot*, que são determinados em cada instante em função da oferta e da procura de energia. Dessa forma, o preço *spot* em uma determinada barra corresponde ao valor do custo marginal de produção de uma unidade adicional de carga ligada à barra no instante referido.

Teoricamente, a adoção de preços *spot* permite melhorar a eficiência do sistema na medida em que permite transmitir sinais econômicos relativos à utilização das redes de um modo mais eficiente. Estes preços têm ainda a propriedade de poderem ser interpretados como sinais econômicos para os agentes (consumidores e geradores) intervenientes no mercado elétrico.

Os métodos marginais podem ser classificados em dois tipos:

- a) Custos Marginais de Curto Prazo (CMCP)
- b) Custos Marginais de Longo Prazo (CMLP)

Custos Marginais de Curto Prazo (CMCP):

Os métodos do tipo custos marginais de curto prazo baseiam-se na idéia de modelar o mercado elétrico com especificações técnicas e econômicas, como por exemplo, funções de custos de geradores, elasticidade de demanda, limites de geração e fluxos de potências nos circuitos, etc, e otimizar o sistema com o intuito de maximizar o benefício social dos consumidores [51].

$$Z = \max \quad \left\{ \sum_k B(d_k) - \sum_j C(g_j) \right\} \quad (2.9-a)$$

Sujeito a

$$\sum_k (d_k) + \text{perdas} - \sum_j (g_j) = 0 \quad (2.9-b)$$

$$|f_i| \leq f_i^{\max} \quad (2.9-c)$$

$$g_j \leq g_j^{\max} \quad (2.9-d)$$

Onde

d_k = demanda no nó k (MW)

g_j = geração no nó j (MW)

$B(d_k)$ = benefício dos consumidores

$C(g_j)$ = custo de geração (\$/MW)

$g_j^{\max}$ = capacidade de geração no nó k (MW)

f_i = fluxo no circuito i (MW)

$f_i^{\max}$ = capacidade do circuito i (MW)

Se não há restrições de transmissão e as perdas são ignoradas, haverá apenas um único preço em toda rede (mercado) [52]. Neste caso não há receitas. A situação muda quando há pelo menos uma linha congestionada, resultando em diferentes preços nodais e, conseqüentemente, numa receita marginal de transmissão. Essa receita é também conhecida como *surplus* e é dada por [53] :

$$RT = \sum_{i \neq j} (p_i - p_j) |P_{ij}| \quad (2.10)$$

Onde

RT = receita marginal de transmissão (\$)

p_i = preço *spot* no nó i (\$/MW)

p_j = preço *spot* no nó j (\$/MW)

P_{ij} = fluxo de potência do nó i para o nó j (MW)

Como a receita obtida é normalmente menor que o custo de transmissão², sobretudo quando não há congestionamentos, faz-se necessária uma componente complementar que pode ser aplicada usando-se diferentes métodos [52]. A seção 2.3 apresenta uma descrição mais detalhada a respeito.

Custos Marginais de Longo Prazo (CMLP):

Como foi referido anteriormente, os preços *spot* estão associados a preços marginais instantâneos de produção e transmissão de energia elétrica. Dada a transparência e a qualidade dos sinais econômicos transmitidos por esse tipo de metodologia, surgiu a necessidade do desenvolvimento de métodos mais completos incluindo não apenas custos de exploração mas, também, custos de expansão e reforço das redes. Esses métodos são conhecidos como Custos Marginais de Longo Prazo (CMLP) [54] ou simplesmente Metodologia Nodal, como é tratada na seção 3.

Basicamente, a tarifa CMLP, ou Nodal, procurar refletir a variação do custo de expansão da rede de transmissão necessária para atender a um aumento marginal na capacidade de geração ou demanda de cada barra, isto é, o custo marginal de longo prazo do sistema.

$$\pi_j = \frac{\partial T(g)}{\partial g_j} \quad \text{para } j = 1, \dots, m \quad (2.11)$$

² Os custos da rede de transmissão só podem ser totalmente recuperados quando a capacidade instalada da rede é ótima, isto é, com os circuitos dimensionados para 100% de carregamento.

sendo π_j o CMLP – e, portanto, o custo nodal (\$/MW) - da barra j .

Uma análise mais detalhada dessa metodologia é apresentada na seção 3.

2.2.4 Métodos Baseados em Teoria dos Jogos

Diversos autores têm formulado modelos utilizando Teoria dos Jogos para representar as condições de funcionamento dos sistemas elétricos em ambiente de mercado [47] [48] [33] [23]. De uma forma geral, pode-se afirmar que estas formulações baseiam-se na existência de coalizões entre os agentes que estabelecem contratos de compra / venda de energia. Cada coalizão é caracterizada, entre outros aspectos, pelo custo de transporte associado a realização da transação. Esse custo de transporte pode ser estabelecido de várias formas, de acordo com diferentes metodologias. Uma descrição mais detalhada da aplicação de Teoria dos Jogos em sistemas elétricos pode ser encontrada na seção 6.1.

2.3 Recuperação dos Custos das Redes

Dado que, na prática, é impossível construir uma rede de transmissão ótima, isto é, dimensionada num tamanho ideal para acomodar os fluxos de potência definidos pelos diferentes cenários de despacho e demanda, é necessário utilizar técnicas adaptadas a essa rede real, adotando, por exemplo, uma componente de ajuste de maneira a recuperar todos os custos do serviço de transmissão [52].

Essa necessidade decorre do fato de que, normalmente, as redes de transmissão apresentam uma reserva de capacidade, que pode ser explicada por diferentes fatores:

- a) O planejamento da rede de transmissão é feito com base em previsões com alto grau de incerteza, como por exemplo previsões de demanda, geração, custos

futuros e outros. Assim, desvios do plano de expansão ótimo, sob a hipótese de conhecimento perfeito, são inevitáveis;

- b) A modularidade dos circuitos e dos reforços de transmissão, que são limitados por valores típicos e padrões internacionais de tensão (por ex. 220 kV ou 500 kV), configurações e arranjos típicos de condutores e torres (por ex. circuitos simples ou duplos), entre outros. Essa modularidade dificulta o dimensionamento ideal da rede de transmissão;
- c) A justificativa econômica de se sobredimensionar reforços de transmissão de maneira a atender projeções de demanda futuras e, com isso, evitar a necessidade contínua de novas obras;
- d) A tendência de sobredimensionamento da rede de transmissão devido à economia de escala, onde obras com maiores capacidades de transmissão tendem a ter custos em \$ / MW menores;
- e) Restrições de confiabilidade (tipicamente N-1 e restrições por estabilidade) que implicam na necessidade de um investimento adicional com relação à capacidade ideal da rede.

Particularmente no Brasil, a questão do planejamento da transmissão torna-se ainda mais complexa devido às características peculiares do país tais como:

- sistema de geração hidrotérmico com forte dependência hídrica, onde mais de cem usinas hidrelétricas são distribuídas em diversas bacias. Devido à existência de regimes hidrológicos diferentes, a operação econômica do sistema de geração requer a transferência de grandes blocos de energia entre regiões, por exemplo da região Sul para o Sudeste, e daí para a região Nordeste. Como consequência, há uma grande diversidade de “pontos de despacho ótimos”, e o sistema de transmissão brasileiro deve ser robusto o suficiente para acomodar fluxos de potência em diversos sentidos, dependendo das condições hidrológicas.
- as longas distâncias do sistema elétrico brasileiro tornam os investimentos em transmissão muito superiores aos de outros países. Em alguns casos, como a usina de

Belo Monte, o sistema de transmissão associado pode ser mais caro do que a própria usina. Isto faz com que a expansão da transmissão esteja fortemente associada à expansão da geração, o que introduz um grau adicional de complexidade.

- a existência de grande incerteza nas taxas de crescimento, que se contrapõe à necessidade de decidir investimentos importantes com alguns anos de antecedência. Este problema de tomada de decisão sob incerteza é particularmente relevante na situação atual do sistema brasileiro, pois impõe ao planejador o papel crítico de encontrar um “caminho de equilíbrio” entre dois erros: sobre-investir, o que aumenta desnecessariamente a tarifa do consumidor; e sub-investir, o que leva à escassez de suprimento.

Essas considerações reforçam a necessidade do uso de técnicas que garantam a recuperação da totalidade dos custos da rede de transmissão.

Uma dessas técnicas, conforme já discutido na descrição da metodologia MW-Milha – *Método do Uso*, é a adoção de uma rede “adaptada”, onde a capacidade dos circuitos em MW é substituída pelos fluxos do circuito.

Uma outra maneira de se contornar a situação é através de uma componente de ajuste a ser aplicada às tarifas, que pode ser feita de duas formas básicas:

- a) Parcela Aditiva: Soma-se um valor único tipo “selo” (*postage stamp*) em \$/MW às tarifas, de maneira a recuperar todos os custos envolvidos (aplicada em diversos países inclusive no Brasil);
- b) Parcela Multiplicativa: Multiplica-se as tarifas obtidas por um fator escalar único de maneira a recuperar os custos envolvidos (aplicada no Panamá).

Em países cujo carregamento das redes de transmissão é relativamente alto, o tratamento na parcela de ajuste se torna menos importante, uma vez que essa parcela é pequena. Todavia, em países onde isso não ocorre, esse é um ponto importante a ser

definido. Se por um lado, uma parcela aditiva tende a atenuar o sinal locacional das tarifas, fazendo com que as mesmas tendam para um valor único (selo), por outro, uma parcela multiplicativa pode intensificar em demasia este sinal, trazendo distorções nas tarifas.

3 METODOLOGIA NODAL

A tarifa nodal de transmissão procurar refletir a variação do custo de expansão resultante de um aumento na capacidade de geração de cada barra, isto é, o custo marginal de longo prazo (CMLP) do sistema [36] [37] [43][44].

Pelas razões discutidas na seção 2.3, a metodologia Nodal não recupera a totalidade dos custos da rede de transmissão, fazendo-se necessária a presença de uma parcela complementar. Assim sendo, a tarifa total T_B é dada pela soma das seguintes parcelas:

- a) Tarifa Locacional: π_B (\$ / MW)
- b) Parcela de Ajuste: π_B (\$ / MW)

$$T_B = \pi_B + \pi_{ajuste} \text{ (\$ / MW)} \quad (3.1)$$

3.1 Tarifa Locacional

Baseia-se em fatores de sensibilidade dos fluxos nas linhas em função de uma potência incremental injetada na barra. Esses fatores são obtidos através da modelagem do Fluxo de Potência Linearizado e constituem a chamada Matriz de Sensibilidade β (Anexo A).

Os encargos resultam proporcionais ao fluxo incremental que cada agente produz em cada elemento da rede e ao custo unitário do elemento expresso por unidade de capacidade nominal de transporte.

Uma vez determinado um estado operativo (de referência) caracterizado pelos fluxos de potência em cada elemento do sistema, os agentes que produzem fluxos incrementais com o mesmo sentido que o fluxo de referência deverão assumir encargos

por uso enquanto que os que produzem fluxos incrementais no sentido oposto (contra fluxo) ao de referência recebem créditos por uso desse determinado componente da rede.

A tarifa locacional π para cada barra B do sistema é calculada como:

$$\pi_B = \sum_{L=1}^{NL} \beta_{LB} \times C_L \quad (\$/MW) \quad (3.2)$$

onde

$$\beta_{LB} = \frac{\partial F_L}{\partial I_B} = \text{sensibilidade do fluxo no elemento L em relação à injeção na barra B } (-1 \leq \beta_{LB} \leq +1);$$

$$C_L = \frac{\text{Custo}_L}{\text{Capacidade}_L} = \text{custo unitário do elemento L } (\$/MW)$$

F_L - Fluxo no elemento L, linha ou transformador, em MW;

I_B - Injeção de potência na barra B, em MW, sendo as cargas tratadas como injeções negativas;

Custo_L - Custo de reposição do elemento L, em \$, em base anual, calculado a partir do custo total de reposição do elemento;

Capac_L - Capacidade de transmissão do elemento L, em MW.

Para efeitos de cálculos dos fluxos incrementais seleciona-se uma barra de referência virtual, onde se compensam esses fluxos, de maneira a atribuir os custos de transmissão entre geradores e consumidores numa proporção pré-definida. Essa proporção, definida de forma arbitrária, é um ponto bastante discutido em diversos países. Como exemplos, pode-se citar que na Colômbia é adotada uma proporção de 80%

para geradores e 20% para consumidores, no Panamá essa proporção é de 70% e 30 % respectivamente e no Brasil é de 50% 50%. Isso quer dizer que no Brasil, por exemplo, a soma total dos encargos de transmissão de geradores é igual à soma dos encargos de consumidores. Por outro lado, em países como a Colômbia, dado que os encargos de geração representam 80% dos custos de transmissão, a localização do ponto de conexão dos geradores se torna mais importante. Em contrapartida há uma menor sinalização locacional para os consumidores.

Os fatores de sensibilidade dependem apenas da topologia da rede e do sentido do fluxo dominante em cada elemento da mesma. Portanto, em sistemas em que o sentido do fluxo nas linhas é bem definido, as tarifas nodais independem dos despachos das usinas e das condições de demanda considerados. Essa situação é típica de países essencialmente térmicos, onde os despachos diários têm pouca variação. Entretanto, em países com forte predominância hídrica como o Brasil, as condições hidrológicas podem levar a diferentes “despachos ótimos” conforme a disponibilidade de água.

3.2 Parcela de Ajuste

A metodologia anterior não recupera a totalidade dos custos de transporte, uma vez que o valor calculado é sempre menor ou igual ao valor “real” da rede. Isto se deve ao fato de que os fluxos estabelecidos pelo despacho de referência são sempre menores ou iguais à capacidade nominal dos circuitos, como foi discutido na seção 2.3.

Por tal motivo se adiciona uma parcela de ajuste, também conhecida como “parcela selo” (*postage stamp*), que é aplicada igualmente a todos os agentes de maneira a recuperar os encargos necessários para a remuneração da rede de transmissão.

$$\pi_{\text{ajuste}} = \frac{RA - \sum_{b=1}^{NB} \pi_b \times (g_b - d_b)}{\sum_{b=1}^{NB} g_b + d_b} \quad (\$/\text{MW}) \quad (3.3)$$

onde

RA = Receita Anual a ser recuperada para remuneração da rede (\$)

NB = total de barras

π_b = tarifa locacional na barra b (\$ / MW)

g_b = geração na barra b (MW)

d_b = demanda na barra b (MW)

4 METODOLOGIA EXTENT OF USE

A metodologia Extent of Use procura alocar os custos de transmissão com base na utilização percentual dos circuitos por cada agente. Dessa maneira, os encargos resultam proporcionais ao fluxo incremental que cada agente produz em cada circuito e aos custos unitários desses circuitos, expressos em \$/MW [45] [46].

As tarifas são calculadas de maneira semelhante à metodologia Nodal, com base num estado operativo da rede (despacho de referência) e nos fluxos incrementais de cada agente. No entanto, não há créditos por transmissão. Dessa maneira, as injeções de potência em sentido oposto ao fluxo definido no despacho de referência, que acarretariam em tarifas negativas (créditos) pela metodologia Nodal, implicam em tarifas nulas.

Além disso, para os cálculos dos fatores de sensibilidade β_{LB} é necessário o estabelecimento *a priori* de uma barra de referência.

A utilização U de cada circuito k por cada agente j é calculada como:

$$U_{kj} = \text{Max} \{0, \beta_{kj}\} \times d_j \text{ (ou } g_j \text{) (MW)} \quad (4.1)$$

onde:

β_{kj} = coeficiente de sensibilidade do fluxo no circuito k com relação a uma injeção de potência na barra j ;

d_j = demanda na barra j em MW;

g_j = geração na barra j em MW;

O fator de utilização ϕ do circuito k pelo agente j é calculado como:

$$\phi_{kj} = U_{kj} / \left[\sum_{l=1}^J U_{kl} \right] \quad (4.2)$$

Finalmente, as tarifas π_B de cada agente são obtidas como:

$$\pi_B = \sum_{k=1}^K I_k \times C_k \times \phi_{kj} \quad (4.3)$$

onde

I = injeção de potência (geração ou demanda) do agente j em MW;

C_k = custo unitário do elemento k em (\$/MW)

De maneira semelhante à metodologia Nodal, também é necessária a presença de uma parcela de ajuste complementar do tipo “selo” para recuperar todos os custos da rede.

5 METODOLOGIA APLICADA NO BRASIL

A metodologia atualmente aplicada no Brasil [9] é baseada em Custos Marginais de Longo Prazo, tratando-se, portanto, de uma variante do método Nodal com algumas particularidades.

As principais mudanças com relação à metodologia Nodal são as seguintes:

- i. As tarifas locacionais, calculadas de acordo com a equação 5.1, são multiplicadas por um fator F_{pond_L} que depende do carregamento dos circuitos:

$$\pi_B = \sum_{L=1}^{NL} \beta_{LB} \times C_L \times F_{pond_L} \text{ (\$ / MW)} \quad (5.1)$$

O fator de ponderação F_{pond_L} vale 0 (zero) se o fluxo de potência no elemento de transmissão L estiver abaixo de um percentual mínimo da sua capacidade e vale 1 (um) se estiver acima do limite máximo informado. Se o fluxo estiver entre o mínimo e o máximo, há uma interpolação linear e o fator de ponderação F_{pond_L} resultará entre zero e um, de acordo com a Figura 5-1:

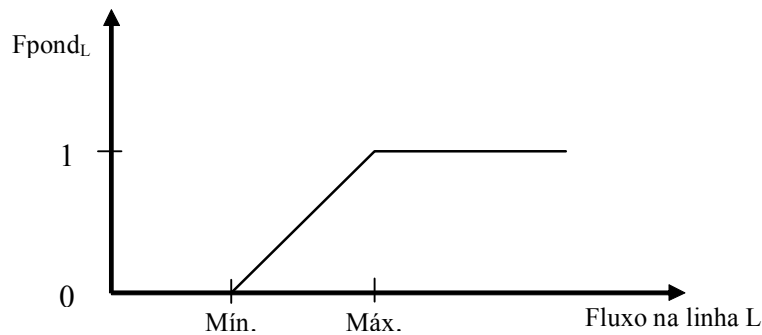


Figura 5.1 - Fator de Ponderação

Para o cálculo das tarifas devem ser considerados os seguintes parâmetros associados ao fator de ponderação dos fluxos³:

- geradores: fluxo mínimo = 30%, máximo = 60% da capacidade da linha;
- consumidores: fluxo mínimo = 40%, máximo = 80% da capacidade da linha.

Uma das aplicações visualizadas para o fator F_{pondL} é o tratamento diferenciado das linhas com baixo carregamento ou linhas de otimização energética, de interligação entre bacias ou regiões (por ex., interligação Norte-Sul), nas quais o sentido dos fluxos é variável em função da hidrologia. Para esses tipos de linhas deseja-se que não haja qualquer sinalização locacional pelo seu uso, deixando que sua contribuição para a cobertura da receita autorizada seja feita pela parcela de ajuste da tarifa. Nesses casos, elevando-se o valor do limite mínimo adequadamente, as linhas com baixos fluxos ficarão fora do cálculo da parcela locacional da tarifa.

ii. Parcela de Ajuste

A parcela de Ajuste é calculada de forma diferente, apresentando valores distintos para geradores e consumidores.

Ajuste Geradores:

³ Recentemente houve algumas mudanças na metodologia aplicada no Brasil que não estão sendo consideradas nessa dissertação. Uma das medidas foi, justamente, a alteração dos parâmetros do fator de ponderação dos fluxos. Essas mudanças estão presentes na Resolução Normativa No. 117, de 03/12/2004, homologada pela Aneel.

$$\pi_{\text{ajuste geradores}} = \frac{RA_{\text{geradores}} - \sum_{b=1}^{NB} \pi_b \times G_b}{\sum_{b=1}^{NB} G_b} \quad (\$/\text{MW instalado}) \quad (5.2)$$

onde:

$RA_{\text{geradores}}$: Montante da Receita Anual de Transmissão a ser atribuída aos geradores (50% da receita total);

π_b : Tarifa Locacional, em \$ / MW na barra b;

G_b : Capacidade instalada de geração na barra b;

NB = total de barras

De forma análoga, a parcela de ajuste para os consumidores é calculada como:

$$\pi_{\text{ajuste consumidores}} = \frac{RA_{\text{consumidores}} - \sum_{b=1}^{NB} \pi_b \times d_b}{\sum_{b=1}^{NB} d_b} \quad (\$/\text{MW}) \quad (5.3)$$

onde:

$RA_{\text{consumidores}}$: Montante da Receita Anual de Transmissão a ser atribuída aos consumidores (50% da receita total);

π_b : Tarifa Locacional, em \$ / MW na barra b;

d_b : demanda máxima na barra b;

NB = total de barras

iii. Despacho de Referência

Para o estabelecimento das tarifas de uso do sistema de transmissão, a metodologia proposta considera um único despacho, denominado despacho proporcional, o qual é aplicado em cada um dos submercados do sistema (Norte, Nordeste, Sudeste/C.Oeste, Sul) do seguinte modo⁴:

- Todas as usinas hidrelétricas são despachadas de forma proporcional à sua energia assegurada e as térmicas proporcionalmente à sua potência instalada até o atendimento da demanda mais perdas de cada submercado;
- o despacho respeita, como limite superior, a potência máxima despachável informada pelos geradores;
- Ocorrendo déficit em um determinado submercado (soma das potências disponíveis dos geradores inferior ao total de cargas mais perdas), tal déficit é suprido pelos submercados vizinhos, escolhendo-se de início aqueles com maior folga.

⁴ As mudanças recentemente ocorridas, de acordo com a Resolução Normativa No. 117 de 03/12/2004, homologada pela Aneel, alteraram os critérios do despacho proporcional. Atualmente o despacho é feito de forma proporcional à potência instalada, tanto para geradores térmicos, quanto hidrelétricas.

6 METODOLOGIA PROPOSTA: AUMANN-SHAPLEY

Neste capítulo é apresentado uma nova metodologia de cálculo de tarifas de transmissão conceituada no âmbito da Teoria dos Jogos Cooperativos, cuja alocação de custos se baseia no esquema de Aumann-Shapley [6].

6.1 Teoria de Jogos Cooperativos

A teoria de jogos cooperativos se aplica tanto a problemas de alocação de custos entre participantes que usufruem um mesmo serviço, como por exemplo custos de transmissão, quanto para problemas de alocação de benefícios.

A diferença básica entre jogos cooperativos e não-cooperativos é o tipo de solução empregada por cada um. Jogos cooperativos buscam repartir os benefícios e/ou custos de uma ação conjunta de maneira a incentivar a cooperação entre os agentes. Os jogos não-cooperativos são usados em ambientes competitivos, onde cada participante procura maximizar seu benefício individual, mesmo que em detrimento dos demais.

Como foi visto na seção 1.2.1, a teoria de jogos cooperativos é muito utilizada em problemas onde a atuação compartilhada entre os agentes, cooperando entre si, formam uma grande coalizão, torna-se mais eficiente do que uma atuação individualizada.

6.1.2 Aplicações da Teoria dos Jogos no Setor Elétrico

A teoria dos jogos tem despertado interesse em diversas áreas distintas, apresentando aplicações de caráter social, econômico, político e biológico, entre outros.

No setor elétrico, a teoria dos jogos têm sido extensivamente aplicada em diversos temas e desafios, como pode ser observado em [10].

Mais especificamente, a teoria dos jogos não-cooperativos tem sido aplicada em situações oriundas dos mercados competitivos de energia, onde os distintos agentes

atuam estrategicamente, frente aos desafios de um mercado competitivo, objetivando a maximização do lucro individual. Os resultados do jogo para qualquer agente dependem não somente da atuação deste agente, mas da atuação conjunta de todos os jogadores. A forma tradicional de uma solução é denominada “equilíbrio do jogo”, para o qual o conceito de Nash [12] vem sendo usado como elemento principal. Na literatura especializada encontram-se distintas aplicações, como por exemplo: análises de poder de mercado [13] [14]; modelos de equilíbrio [15] [16]; e determinação de estratégias de ofertas ótimas de geradores em ambiente de mercado [17] [18].

Já a teoria dos jogos cooperativos vem sendo aplicada em diversos segmentos do setor elétrico, de um modo geral a problemas de “alocação”.

Uma das áreas de aplicação mais notáveis é a área de transmissão, sobretudo na alocação de custos de transmissão. Como já foi visto na seção 1.2, a prestação de um “serviço” de transmissão (construir circuitos, adquirir recursos auxiliares, faixas de passagem, etc), que é necessário para transportar a geração até a demanda ocorre de maneira compartilhada por um conjunto de agentes (geradores e demandas). É intuitivo que o custo do serviço integrado é menor que a soma da prestação de serviços separados para cada agente ou sub-grupos de agentes. Em outras palavras, o desenvolvimento conjunto é eficiente em termos econômicos. O problema é, então, como alocar esse custo de serviço entre os participantes de maneira eficiente e justa. A teoria dos jogos cooperativos é extensivamente aplicada na alocação de custos, por exemplo, de transmissão entre geradores, consumidores, transmissores ou subconjunto de todos anteriores [19] [20] [21] [22] [23], e contratos de transações wheeling [24] [25] [33]. A referencia [22] apresenta uma visão geral da utilização de jogos cooperativos para alocação de custos de transmissão. Nestas aplicações distintos métodos de jogos cooperativos tem sido utilizados, como o valor de Shapley, Núcleo, Aumann-Shapley, etc.

Ainda no contexto de “custos de transmissão”, diversas outras aplicações são encontradas na literatura especializada, como a alocação do sobrecusto operativo e custos

de congestionamento [26] [27], o uso da teoria dos jogos cooperativos para repartir custos associados a serviços ancilares [28] [29], obter fatores de perdas nodais [30], VaR planning [28] [31], entre outros.

Um outro exemplo da aplicação da teoria de jogos cooperativos ao setor elétrico é na alocação de energia firme entre usinas hidrelétricas, onde a cooperação dos agentes, sobretudo as usinas em cascata, é mais eficiente que o desenvolvimento de recursos para “uso exclusivo” de cada agente [32].

6.1.3 Conceitos Básicos

Um jogo cooperativo é formado por um conjunto de N jogadores que se unem para formar coalizões com o objetivo de maximizar ou minimizar uma função característica. Esta por sua vez fornece o custo total, ou o benefício total de fornecer um serviço, para cada coalizão formada pelos N jogadores (ou agentes).

Matematicamente, uma coalizão é um subconjunto S do conjunto de N jogadores. Os jogadores podem agrupar-se de diferentes maneiras de acordo com seus interesse e conveniência. Para formar uma coalizão, é necessário que todos os jogadores envolvidos firmem acordos entre si e uma vez que todos concordem, a coalizão é formada. As coalizões são mutuamente exclusivas, ou seja, formar uma coalizão S implica que não há possibilidade de seus participantes fazerem acordos com participantes de fora dela.

A coalizão formada por todos os N jogadores é chamada de *grande coalizão*, ou *coalizão N* . Num jogo com N jogadores há 2^N diferentes coalizões possíveis. A coalizão vazia, ou coalizão $\emptyset$, é a coalizão na qual nenhum jogador participa.

A maneira pela qual todos os jogadores formam m coalizões pode ser descrita pelo conjunto $S = \{S_1, S_2, \dots, S_m\}$, conhecido como o conjunto das configurações das possíveis coalizões. Este conjunto S satisfaz três condições:

$$S_i \neq \emptyset \quad i = 1, \dots, m \quad (6.1)$$

$$S_i \cap S_j = \emptyset \quad \text{para todo } i \neq j \quad (6.2)$$

$$\bigcup_{i=1}^m S_i = N \quad (6.3)$$

Von Neumann e Morgenstern [55] introduziram pela primeira vez, em 1947, o termo *função característica*, que calcula para cada coalizão (argumento da função) o menor valor do custo (ou maior valor do benefício) associado a ela. Em outras palavras, a função característica fornece o valor do mínimo custo (ou máximo benefício) que os membros de uma determinada coalizão conseguem obter através de uma ação cooperativa entre eles. A definição formal da *função característica* é:

Definição: Para cada subconjunto S_i ($i = 1, \dots, m$) de N , a *função característica* v de um jogo fornece o menor valor $v(S_i)$ que os membros de S_i teriam como custo se formassem uma coalizão e agissem juntos, cooperando entre si, sem a ajuda de qualquer jogador de fora dela⁵.

Esta definição assume como hipótese que o valor da função característica da coalizão vazia seja zero, ou seja, $v(\emptyset)=0$.

Outro requisito que deve ser atendido pela função característica em jogos de coalizão é a chamada *subaditividade*⁶, que pode ser expressa da seguinte forma:

$$v(S_i \cup S_j) \leq v(S_i) + v(S_j) \text{ para todo } S_j, S_j \subseteq N, i, j = 1, \dots, m, \text{ tal que } S_i \cap S_j = \emptyset \quad (6.4)$$

A subaditividade determina que o custo associado a qualquer coalizão será sempre menor que a soma dos custos associados às sub coalizões que a compõem. Como

⁵ Nesta definição assume-se que o problema em questão é de alocação de custos, e por isso a função característica calcula o *menor* valor associado ao subconjunto S . Caso o problema fosse de alocação de benefícios, a função característica análoga calcularia o *maior* valor associado ao subconjunto S .

⁶ Por se tratar de um problema de alocação de custos. Em problemas de alocação de benefícios essa função é conhecida como superaditividade [32].

a subaditividade deve ser atendida para quaisquer S_i e S_j , uma simples manipulação da expressão (6.4) permite concluir que seu lado direito pode não somente ter a soma dos custos de duas coalizões, como a soma dos custos de qualquer conjunto de coalizões que particiona $S_i \cup S_j$, o que equivale a:

$$v(S) \leq v(S_1) + v(S_2) + \dots + v(S_m) \text{ para todo } S, \text{ tal que } S_i \cap S_j = \emptyset \text{ e } \bigcup_{i=1}^m S_i = S \quad (6.5)$$

A subaditividade garante, portanto, que a cooperação entre os jogadores sempre gera uma redução do custo global. Em outras palavras, a cooperação entre os agentes produz uma “sinergia”, que implica na redução do custo total. Note que a expressão (6.5) não requer que $S_i \cup S_j$ seja igual a N , e, portanto, a subaditividade deve ser válida não somente para a grande coalizão, mas para qualquer outra possível. Assumindo que a função característica do jogo apresenta subaditividade, a grande coalizão sempre será formada ao final do jogo. Portanto, a pergunta natural que surge, após o cálculo do custo total, é como dividi-lo de modo eficiente e justo entre os agentes que formam esta grande coalizão. A divisão do custo $v(N)$ entre eles, representada pelo vetor de alocações $\varphi = (\varphi_1, \varphi_2, \dots, \varphi_n)$, não é evidente.

6.1.4 Núcleo de Jogos Cooperativos

Um vetor de alocações φ só é considerado “justo” se satisfizer às três expressões abaixo:

$$\sum_{i=1}^n \varphi_i = v(N) \quad \text{Racionalidade do Grupo} \quad (6.6)$$

$$\varphi_i \leq v(\{i\}) \text{ para todo } i \in N \quad \text{Racionalidade Individual} \quad (6.7)$$

$$\sum \varphi_i \leq v(S_k) \text{ para todo } i \in S_k, k=1, \dots, m, \text{ para todo } S_k \subset N \quad \text{Racionalidade das Coalizões} \quad (6.8)$$

A equação (6.6) determina que devem-se alocar aos jogadores custos cuja soma é igual ao custo da grande coalizão ($v(N)$), ou seja, deve-se garantir que a totalidade dos custos é alocada entre os agentes. Por sua vez, a inequação (6.7) determina que cada jogador deve pagar no máximo um custo ($v\{i\}$), ou seja, aquele que obteria agindo individualmente. A inequação (6.8) determina que a soma das alocações dos jogadores de qualquer sub-coalizão S deve ser menor que o custo obtido pela ação conjunta destes jogadores ($v(S)$). Vale notar que (6.7) é apenas um caso particular de (6.8) (quando $S = \{i\}$).

Quando uma alocação atende a (6.6) e a (6.8), diz-se que ela pertence ao *núcleo* do jogo.

O núcleo formaliza a idéia de justiça em uma alocação de custos ou benefícios entre agentes. Se uma alocação pertence ao núcleo de um jogo cooperativo, podemos dizer que o custo atribuído a qualquer agente, ou a qualquer “consórcio” de agentes, não é superior ao que estes agentes conseguiriam obter se formassem um “consórcio” separado ou se atuassem “individualmente” (fora da coalizão). Em outras palavras, uma alocação é justa se todos os participantes têm menores custos por estarem no “grande consórcio” do que fora dele.

Soluções que pertencem ao núcleo possuem uma certa estabilidade, já que nenhum jogador tem incentivo a sair da grande coalizão. Porém, há casos em que o núcleo do jogo é vazio. Neste caso outras abordagens devem ser propostas, como, por exemplo, o uso dos conceitos de conjunto estável (“stable set”) [55] e conjunto de negociação (“bargaining-set”)[56].

6.2 Alocação dos custos de um sistema de transmissão

Suponha que um conjunto de agentes – por exemplo, geradores e consumidores – utiliza um *serviço de transmissão* para transportar a energia dos centros de produção para os centros de consumo, como pode ser visualizado na Figura 6.1.



Figura 6.1 - Serviço de transmissão utilizado por geradores e consumidores

Suponha agora que o custo total do serviço – remuneração dos investimentos em circuitos, custos de O&M, etc. – é dado por T^* . A questão é como *repartir* este custo T^* entre os agentes de maneira “justa”, isto é, que reflita o uso real que cada agente faz dos recursos do sistema.

6.3 Custo do serviço de transmissão

O primeiro passo nessa direção é definir o custo do serviço de transmissão. Nesta dissertação, propõe-se usar o somatório dos fluxos de potência nos circuitos, ponderados pelos respectivos custos unitários:

$$T^* = \sum_{k=1}^K c_k \times |f_k| \quad (6.9)$$

onde:

- T^* custo do serviço de transmissão (\$)
- k indexa os circuitos ($k = 1, \dots, K$)
- c_k custo unitário do circuito k (\$/MW)
- f_k fluxo de potência no circuito k (MW)

Se a rede de transmissão for representada por um modelo de fluxo de potência linearizado sem perdas, o fluxo f_k em cada circuito k pode ser escrito como uma função linear das gerações e consumos nas barras (ver Anexo A para detalhes):

$$f_k = \sum_{i=1}^n \beta_{ki} [d_i - g_i] \quad \text{para } k = 1, \dots, K \quad (6.10)$$

onde:

- β_{ki} fator de sensibilidade do fluxo no circuito k com relação a injeções na barra i
- g_i geração na barra i (MW)
- d_i consumo na barra i (MW)
- n número de barras

O conjunto de equações (6.10) permite que se pense no custo de serviço como uma *função* dos vetores de geração e demanda:

$$T(g, d) = \sum_{k=1}^K c_k \times \sum_{i=1}^n |\beta_{ki} (d_i - g_i)| \quad (6.11)$$

onde g e d são vetores n -dimensionais cujos componentes são respectivamente $\{g_i\}$ e $\{d_i\}$.

6.4 Procedimento Proposto

6.4.1 Custo incremental do serviço de transmissão

A metodologia proposta neste trabalho é baseada na idéia de variação incremental do custo do serviço, simulando-se a entrada sucessiva dos agentes do primeiro ao último. Intuitivamente, se o custo do serviço varia pouco com a entrada de um novo agente, a parcela deste novo agente no rateio deve ser menor. E vice-versa: se a entrada de um agente eleva os custos de maneira significativa, este agente deve ser responsável por uma parcela maior no rateio.

A seguir é apresentado o procedimento de alocação para geradores. O procedimento para consumidores é feita de forma semelhante.

6.4.2 Procedimento de alocação de custos para geradores

O procedimento parte de um cenário de gerações $\{g_i\}$ e demandas $\{d_i\}$. Supõe-se que as gerações resultam de um despacho de mínimo custo que atende ao vetor de demandas, levando em consideração as restrições de transmissão⁷.

Suponha agora que o gerador j é o *primeiro* a entrar no sistema. Dado que g_j , a potência produzida pelo gerador, é por construção inferior à demanda total⁸, este gerador pode *escolher* as demandas que vai atender. Como o gerador j deve pagar pelo custo incremental do serviço de transmissão (ver equação (6.11)), ele vai naturalmente selecionar as que resultam no mínimo custo total:

$$Z_j^{(1)} = \text{Min} \quad \sum_{k=1}^K c_k \times \left| \left(\sum_{i=1}^n \beta_{ki} \delta_i \right) - \beta_{kj} g_j \right| \quad (6.12-a)$$

sujeito a

$$\sum_{i=1}^n \delta_i = g_j \quad (6.12-b)$$

$$\delta_i \leq d_i \quad \text{para } i = 1, \dots, n \quad (6.12-c)$$

No problema (6.12), as variáveis de decisão são $\{\delta_i, i = 1, \dots, n\}$. Estas variáveis representam o montante de consumo em MW em cada barra i que vai ser atendido pelo gerador j . A restrição (6.12-b) indica que o somatório das demandas atendidas é igual à produção de j , g_j (valor conhecido). Por sua vez, a restrição (6.12-c) limita o consumo a ser atendido em cada barra à demanda do cenário d_i (valor conhecido).

⁷ Como mencionado, os estudos foram realizados com um modelo de fluxo de potência linearizado sem perdas e restrições de limite de fluxo nos circuitos.

⁸ No despacho econômico sem perdas, o somatório das gerações $\{g_i\}$ é igual ao das demandas $\{d_i\}$. Portanto, cada geração individual é inferior à soma das demandas.

A função objetivo (6.12-a) procura minimizar o custo do serviço de transmissão, dado pela equação (6.11)⁹.

Finalmente, o custo alocado ao gerador j , o primeiro a entrar, será o valor da função objetivo na solução ótima, $Z_j^{(1)}$.

Suponha agora que o segundo gerador a entrar é g_m . Uma vez mais, resolve-se o problema de minimização do custo de serviço, mas levando em consideração que o primeiro gerador já entrou:

$$Z_m^{(2)} = \text{Min} \sum_{k=1}^K c_k \times \left| \left(\sum_{i=1}^n \beta_{ki} \delta_i \right) - \beta_{kj} g_j - \beta_{km} g_m \right| \quad (6.13-a)$$

sujeito a

$$\sum_{i=1}^n \delta_i = g_j + g_m \quad (6.13-b)$$

$$\delta_i \leq d_i \quad (6.13-c)$$

O parcela do serviço de transmissão alocada ao gerador m será, como esperado, a diferença $\Delta Z_m^{(2)} = Z_m^{(2)} - Z_j^{(1)}$.

A extensão do procedimento para os demais geradores é imediata. Também é fácil ver que este procedimento aloca todo o custo do serviço de transmissão¹⁰.

6.4.3 Alocação de Shapley

⁹ Observe que g_j é um valor conhecido e, portanto, não afeta a otimização. Entretanto, ele foi incluído na função objetivo porque contribui uma parcela (constante) para o custo do serviço de transmissão.

¹⁰ A razão é que a solução do problema de otimização quando todos os geradores tiverem entrado é por construção igual ao custo total do serviço. Observe também que não há, a rigor, um problema de otimização no último passo, pois a última parcela de geração será igual por construção às últimas diferenças nas demandas das barras, i.e. só há uma solução viável.

O procedimento descrito na seção anterior é intuitivo e fácil de implementar. Entretanto, falta discutir um aspecto importante, que é a *ordem de entrada* dos geradores. É fácil concluir do procedimento que os geradores preferem ser os primeiros a entrar – quando há mais graus de liberdade para a escolha da demanda a atender – do que serem os últimos.

A solução mais justa neste caso é repetir o procedimento para *todas as combinações possíveis* de ordens de entrada e calcular a média dos custos do serviço alocados para cada gerador. Em outras palavras, todos os geradores têm a mesma oportunidade de ser os primeiros – e também os últimos.

Este procedimento de alocação é conhecido na literatura especializada como Shapley [35]. Embora a alocação de Shapley tenha várias características atraentes, como já mostrado, apresenta duas limitações importantes:

1. o processo de alocação é afetado pela agregação de agentes; em outras palavras, a soma dos custos alocados a dois geradores numa mesma barra que produzem 20 MW cada, pode ser diferente do total que seria alocado a um único gerador que produz 40 MW¹¹.
2. o esforço computacional, devido ao aspecto combinatório, cresce muito rapidamente com o número de agentes;

A alocação de Aumann-Shapley [6], descrita a seguir, elimina estas limitações e é a metodologia proposta neste trabalho¹².

6.4.4 Alocação Aumann-Shapley

¹¹ A razão é que os dois geradores de 20 MW podem estar separados na ordem de entrada, por exemplo, na oitava e centésima posições. No caso do gerador único de 40 MW, é como se fossem dois geradores que sempre ocupam posições consecutivas na ordem de entrada.

¹² A razão para apresentar a alocação de Shapley antes da Aumann-Shapley é de facilitar o entendimento desta última.

A idéia da alocação Aumann-Shapley é dividir todos as gerações $\{g_i\}$ em segmentos infinitesimais, e permitir a combinações destes segmentos. Embora isto claramente elimine a primeira limitação apontada para o esquema de Shapley, deveria aparentemente piorar o aspecto computacional, pois há muito mais combinações.

Entretanto, mostra-se no Anexo B que o problema combinatório desaparece, e que o método de alocação se transforma num problema de otimização paramétrica:

$$z(\lambda) = \text{Min} \quad \sum_{k=1}^K c_k \times \sum_{i=1}^n \left| \beta_{ki} (\delta_i - \lambda g_i) \right| \quad (6.14-a)$$

sujeito a

$$\sum_{i=1}^n \delta_i = \sum_{i=1}^n \lambda g_i \quad (6.14-b)$$

$$\delta_i \leq d_i \quad (6.14-c)$$

Como pode ser visto no problema (6.14), o parâmetro escalar λ , que varia entre zero e um, faz com que as produções dos geradores em cada barra variem proporcionalmente.

6.4.5 Parcela de Ajuste

A metodologia Aumann-Shapley não recupera a totalidade dos custos de transporte, dado que os fluxos nos circuitos é sempre menor ou igual às suas respectivas capacidades máximas (conforme discutido na seção 2.3). Com isso faz-se necessária uma parcela de ajuste que é somada à tarifa obtida pela metodologia descrita anteriormente.

Essa parcela de ajuste é calculada a partir da diferença entre os custos recuperados pela metodologia Aumann-Shapley e os custos totais do serviço de transmissão e é aplicada a todos os agentes como um fator único (“selo”).

$$\pi_{\text{ajuste}} = \frac{RA - \sum_{b=1}^{NB} \pi_{gb} \times g_b - \sum_{b=1}^{NB} \pi_{db} \times d_b}{\sum_{b=1}^{NB} g_b + d_b} \quad (\$/\text{MW}) \quad (6.15)$$

(8)

onde

RA = Receita Anual a ser recuperada para remuneração da rede (\$)

NB = total de barras

π_{gb} = tarifa de geração calculada pela metodologia Aumann-Shapley na barra b (\$/MW)

π_{db} = tarifa de demanda calculada pela metodologia Aumann-Shapley na barra b (\$/MW)

g_b = geração na barra b (MW)

d_b = demanda na barra b (MW)

7 RESULTADOS

Neste capítulo são apresentados os principais resultados obtidos com aplicação dos métodos anteriormente descritos e, em particular, do método Aumann-Shapley.

Os resultados estão divididos em duas partes: na primeira são aplicados os métodos Nodal, Extent of Use e Aumann-Shapley para cálculos de tarifas de transmissão na província de Jiangsu na China; e, na segunda, apresenta-se uma comparação dos métodos Nodal, Extent of Use, Aumann-Shapley e a metodologia atualmente aplicada no Brasil.

7.1 Resultados para Jiangsu

A seguir apresentam-se os resultados obtidos para a província de Jiangsu, na China. Essa análise torna-se interessante, para fins didáticos, por se tratar de um sistema elétrico relativamente pequeno, quando comparado ao sistema brasileiro, permitindo, assim, a conclusão de algumas características básicas dos métodos analisados.

7.1.1 Características do Sistema de Jiangsu

Jiangsu, apresentada na Figura 7.1, é uma província situada na porção oriental da China que tem mais de 1000 km de costa sobre o Mar Amarelo e uma população de cerca de 75 milhões de pessoas (março 2001).



Figura 7.1 - Província de Jiangsu

O sistema de transmissão de Jiangsu é composto por mais de 18000 km de linhas de 500 kV e 220 kV, conforme pode ser visto na Figura 7.2. Para o ano de 2006, é prevista uma demanda máxima de quase 35 GW e um parque gerador com cerca de 39 GW de capacidade instalada. O sistema elétrico é composto por 485 barras, 917 circuitos e 58 geradores.

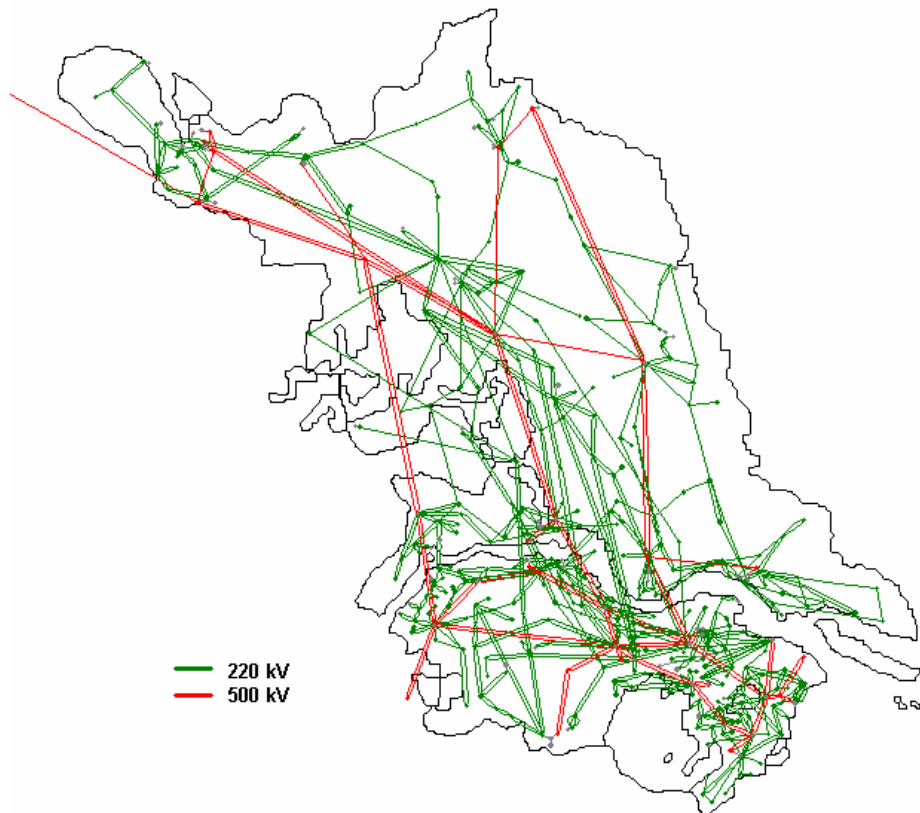


Figura 7.2 - Sistema de Transmissão de Jiangsu

7.1.2 Premissas Adotadas

Os resultados apresentados representam uma previsão para o ano 2006.

Para fins de cálculos de tarifas de transmissão, a rede elétrica foi valorada como nova, utilizando-se custos típicos internacionais. Os custos totais e a remuneração da rede são mostrados na Tabela 7.1.

Custos	MUS\$	%
Linhas de Transmissão	2377.5	52%
Transformadores	565.0	12%
Entradas de Linhas	1588.70	35%
Total	4531.2	100%
Receita Anual	561.1	

Tabela 7.1 - Custos Adotados

A receita anual do sistema, a ser obtida pela tarifação, foi calculada com base na anualização dos custos totais atribuídos. Para essa anualização foram considerados uma taxa de desconto de 12% a.a. e um período de depreciação de 30 anos.

A tarifas são calculadas em US\$/ano/kW instalado, para as usinas geradoras, e US\$/ano/kW máximo, para os consumidores.

Para efeito de cálculos, as interconexões são consideradas como barras de geração (no caso de importação) ou demanda (no caso de exportação).

Para fins de cálculos da metodologia Aumann-Shapley, utilizou-se um parâmetro de integração $\Delta\lambda = 0.002$, ou seja, uma discretização em 500 segmentos¹³.

Como premissa básica, foi adotada uma atribuição dos encargos totais de transmissão em 50% para os consumidores e 50% para geradores, conforme mostra a Tabela 7.2.

Agentes	Encargos Anuais (MUS\$)	(%)
Geração	280.5	50%
Demanda	280.5	50%
Receita Anual	561.1	100%

Tabela 7.2 - Remuneração da Rede

7.1.3 Resultados Obtidos

¹³ Após algumas simulações com distintas discretizações de λ , chegou-se a um valor de 0.002. Este valor foi considerado adequado por conciliar eficiência computacional e robustez nos resultados.

A seguir encontram-se os principais resultados obtidos pelos métodos analisados: Nodal, Extent of Use e Aumann-Shapley.

As figuras a seguir apresentam resultados qualitativos para os métodos analisados, onde as tarifas são apresentadas de forma ilustrativa de acordo com a localização geográfica.

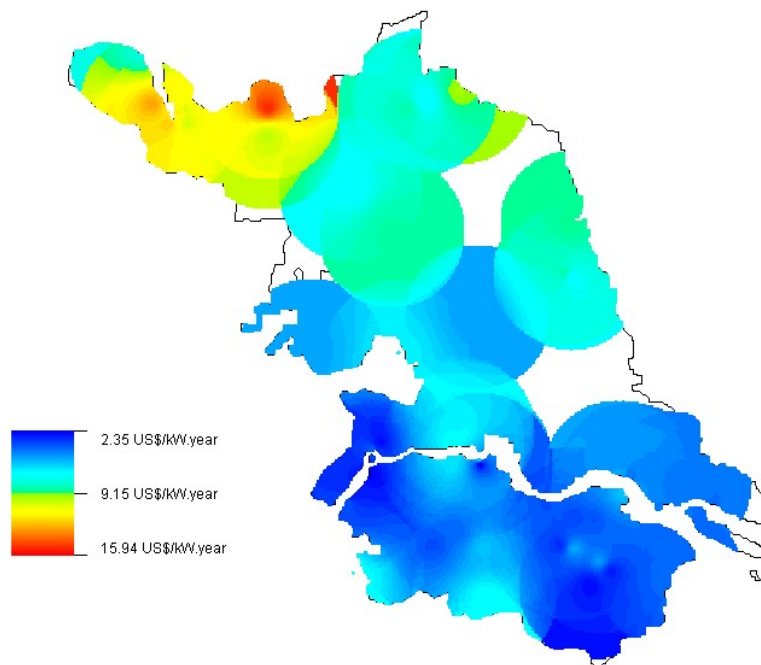


Figura 7.3 – Tarifas de Transmissão de Geradores – Nodal

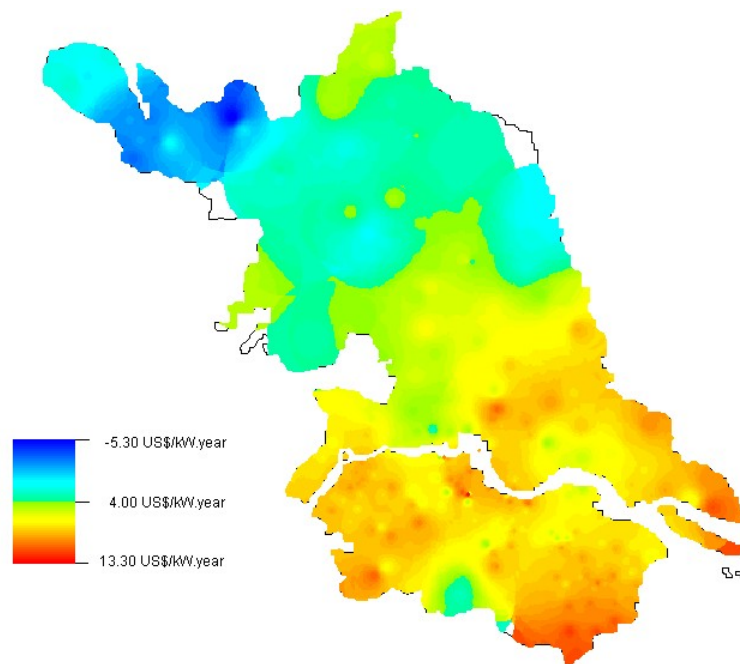


Figura 7.4 – Tarifas de Transmissão de Consumidores – Nodal

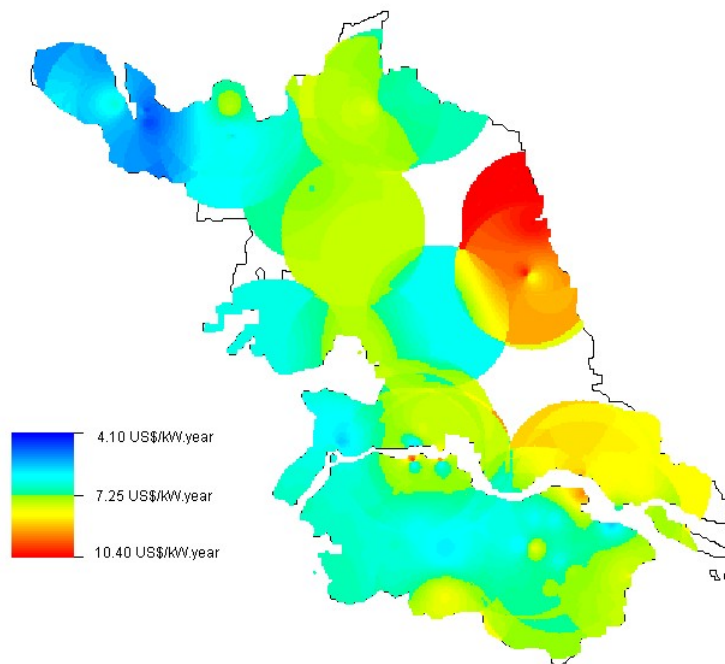


Figura 7.5 – Tarifas de Transmissão de Geradores – Extent of Use

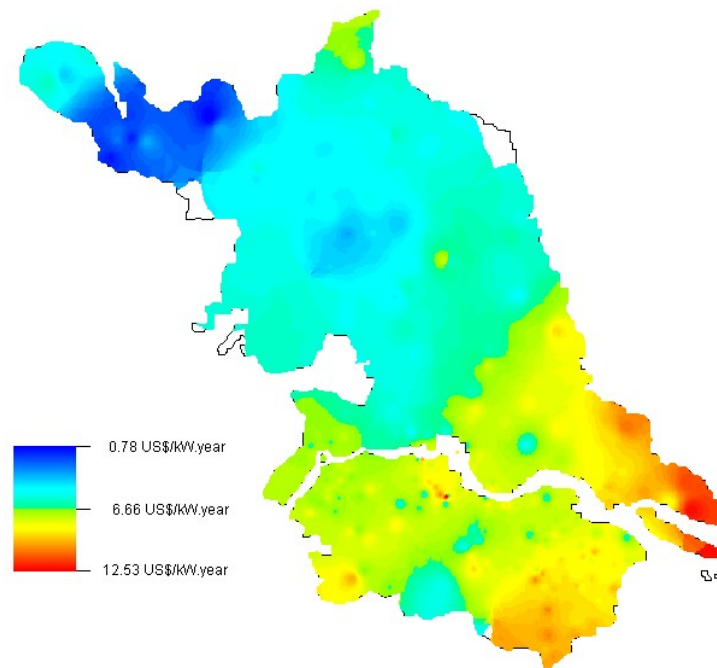


Figura 7.6 – Tarifas de Transmissão de Consumidores – Extent of Use

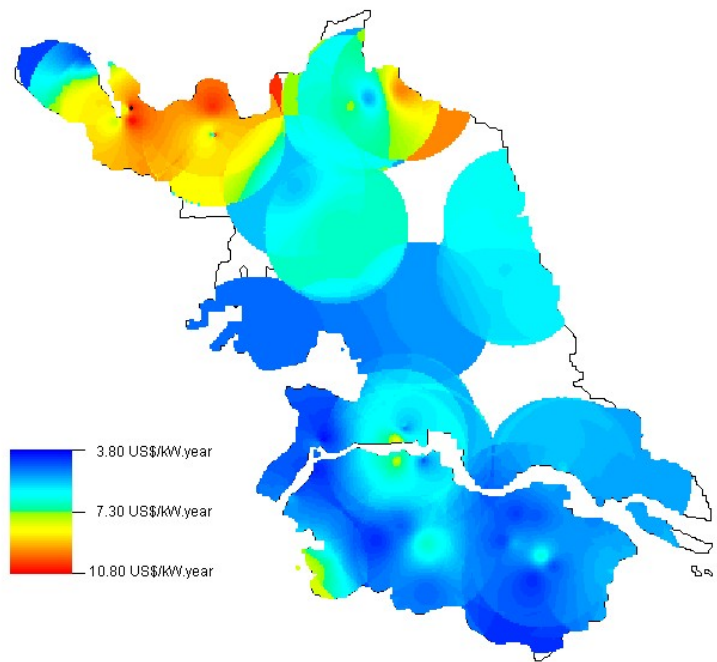


Figura 7.7 – Tarifas de Transmissão de Geradores – Aumann-Shapley

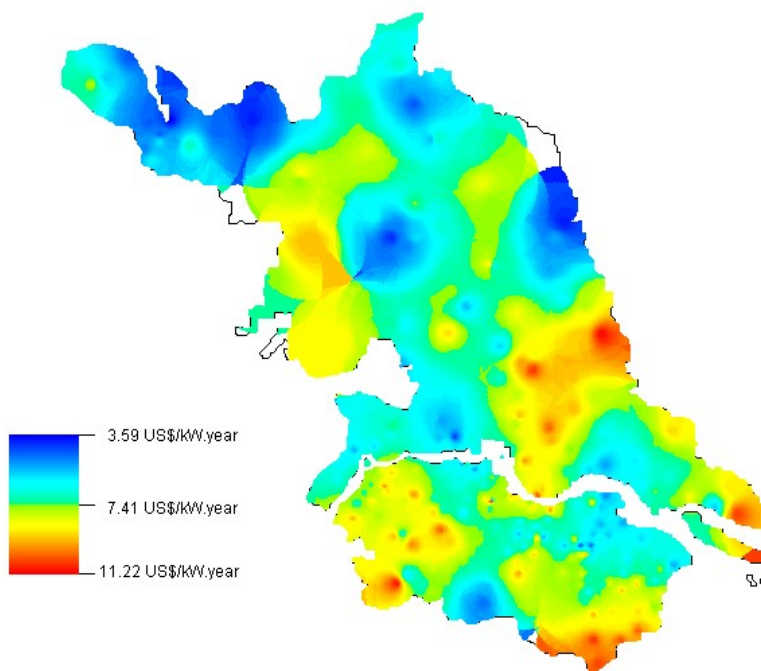


Figura 7.8 – Tarifas de Transmissão de Consumidores – Aumann-Shapley

O Anexo E apresenta as tarifas os geradores obtidas nas simulações.

7.1.4 Análise dos Resultados

A análise dos resultados permite concluir que, de maneira geral, as tarifas tendem a refletir um mesmo padrão de comportamento, onde os geradores concentrados em regiões tipicamente exportadoras de energia têm tarifas mais altas que geradores localizados em “centros de carga”. No caso de consumidores, a conclusão é oposta, isto é, consumidores em regiões tipicamente importadoras de energia têm tarifas mais altas que consumidores próximos a “centros de geração”.

Dessa maneira, as tarifas de geração e consumo numa mesma barra tendem a ter comportamentos opostos: se a tarifa de geração é relativamente barata, a de demanda

tende a ser cara e vice-versa. Isso pode ser observado no sistema de Jiangsu, onde as principais usinas do sistema encontram-se na região noroeste da província (região “exportadora de energia”) enquanto que os principais centros de carga (região “importadora de energia”) encontram-se no extremo oposto sudeste.

Um ponto importante a ser analisado é a definição da barra de referência. No método Nodal, essa barra não é explicitamente definida¹⁴, ao contrário da metodologia Extent of Use. A importância da definição dessa barra pode ser interpretada na análise dos resultados do método Extent of Use e nas Figuras 7.5 e 7.6. Para efeito de cálculos dessas tarifas, a barra de referência escolhida foi a do gerador Yangchengji, localizado no extremo noroeste de Jiangsu.. Dessa maneira, as tarifas desse gerador e de outras barras localizadas próximas tendem a ser baratas¹⁵, como pode ser verificado nas figuras.

Isso demonstra a importância da definição da barra de referência. Ao se comparar as diferentes metodologias, percebe-se que tanto a Nodal quanto a Aumann-Shapley apresentam tarifas relativamente altas na região noroeste de Jiangsu, caracterizando essa região como um centro exportador de energia. Por outro lado, essa característica do sistema não é capturada pelo método Extent of Use justamente pela definição da barra de referência.

No anexo D é apresentado de forma ilustrativa a influência da escolha da barra de referência nas tarifas de transmissão. Com a mesma base de dados, foram calculadas as tarifas para três barras de referências diferentes: uma ao norte do país, uma ao centro e outra mais ao sul. É possível observar uma grande discrepância de valores entre os três casos analisados.

7.2 Resultados para o Sistema Brasileiro

¹⁴ A barra de referência no método Nodal é definida num ponto “virtual” da rede que pode ser interpretado como o centro de gravidade do sistema, onde a alocação total de custos entre geradores e consumidores é 50% 50%.

¹⁵ A tarifa na barra de referência é, por definição, igual a zero. No entanto, devido a presença da parcela de ajuste (“selo”), esse valor tende a ser diferente de zero.

A seguir apresentam-se os resultados obtidos para o sistema brasileiro considerando-se o método atualmente em vigor¹⁶, isto é, uma variante do método Nodal com algumas particularidades, e os métodos Nodal, Extent of Use e Aumann-Shapley.

7.2.1 Características do Sistema Brasileiro

O sistema brasileiro apresenta um parque gerador com forte predomínio hidroelétrico (85 % da capacidade instalada e 90% da energia média produzida), com plantas hidroelétricas localizadas em diferentes bacias. Devido à diversidade hidrológica, e à consequente diversidade de “despachos ótimos”, a rede de transmissão brasileira deve ser robusta o suficiente para permitir a transferência de grandes blocos de energia entre diferentes bacias. Com isso, é possível aproveitar a complementaridade entre essas bacias, permitindo a exportação de energia das regiões mais úmidas para as mais secas, de maneira a aumentar a eficiência e a confiabilidade do sistema elétrico.

Como consequência disso, a rede de transmissão brasileira é formada por mais de 80 mil quilômetros de linhas em 765 kV, 500 kV, 440 kV, 345 kV e 230 kV.

A capacidade instalada de geração em 2003 é de 85 GW e consumo médio de 42 GWm.

A figura a seguir apresenta o sistema brasileiro.

¹⁶ Na realidade, o método aqui apresentado é aquele em vigor, anteriormente às mudanças estabelecidas pela Resolução Normativa 117 da Aneel, de 03/12/2004.

Horizonte 2006

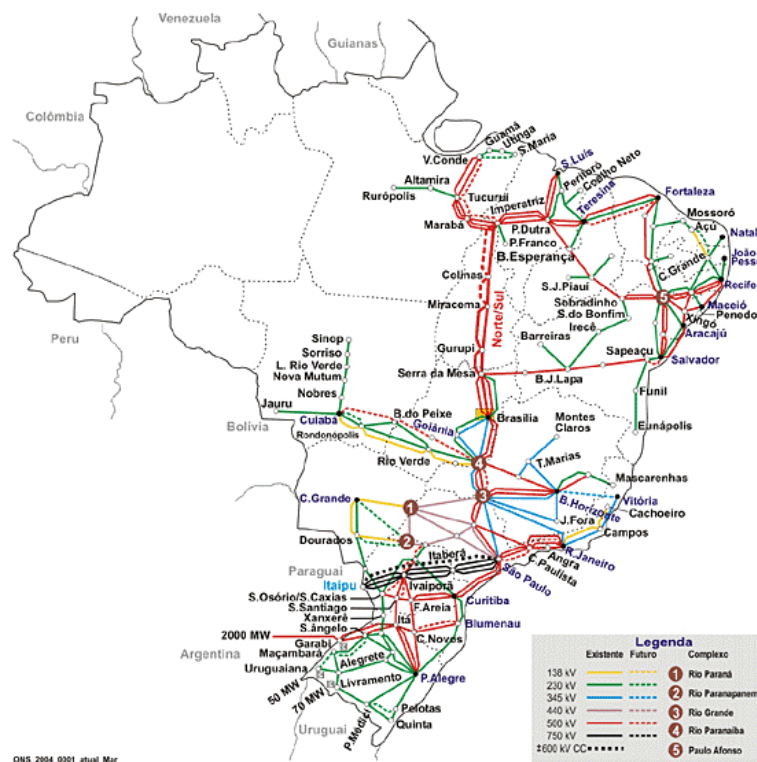


Figura 7.9 – Sistema Brasileiro

7.2.2 Premissas Adotadas

Em todos os métodos analisados, as tarifas obtidas para o sistema brasileiro utilizaram os mesmos dados que serviram de base para o cálculo e homologação das tarifas atualmente em vigor no Brasil¹⁷. Esses dados encontram-se disponíveis em [1] .

Essas tarifas¹⁸, utilizadas nessa dissertação para fins de comparação com os outros métodos analisados, podem ser encontradas na Resolução Normativa N^o. 71 de 30 de junho de 2004, homologada pela Aneel [57].

¹⁷ Novamente, vale ressaltar que as tarifas consideradas são anteriores às mudanças propostas pela Resolução Normativa 117 da Aneel, de 03/12/2004

¹⁸ Os valores das tarifas apresentados estão em US\$ / kW * mês enquanto que na resolução [57] esses valores estão referidos em R\$/ kW instalado * mês. Nessa dissertação, para uma análise mais consistente

Para fins de comparação dos diferentes métodos aplicados nesse trabalho, os critérios de despacho utilizados basearam-se nos mesmos critérios da metodologia brasileira, isto é, proporcional a energia assegurada (no caso de hidroelétricas) ou potência instalada (no caso de térmicas). Para maiores informações, ver seção 5.

Para efeito de cálculos, as interconexões são consideradas como barras de geração (no caso de importação) ou demanda (no caso de exportação).

Os encargos totais de transmissão foram atribuídos em 50% para os consumidores e 50% para geradores.

Para fins de cálculos da metodologia Aumann-Shapley, utilizou-se um parâmetro de integração $\Delta\lambda = 0.002$, ou seja, uma discretização em 500 segmentos¹⁹.

A barra de referência escolhida, para efeitos de cálculos com o método Extent of Use, foi a de Ilha Solteira.

A taxa de câmbio utilizada foi de 3,04 R\$/US\$ referente a julho de 2004.

7.2.3 Resultados obtidos

A seguir encontram-se os principais resultados obtidos para as tarifas de transmissão de geradores pelos métodos analisados: Metodologia aplicada no Brasil, Nodal, Extent of Use e Aumann-Shapley.

dos resultados da metodologia aplicada, as tarifas estão referidas em US\$ / kW despachado, uma vez que os custos por uso de transmissão são calculados com base no fluxo de potência definido pelo despacho.

¹⁹ Após algumas simulações com distintas discretizações de λ , chegou-se a um valor de 0.002. Este valor foi considerado adequado por conciliar eficiência computacional e robustez nos resultados.

As figuras a seguir apresentam resultados qualitativos para os métodos analisados, onde as tarifas são apresentadas de forma ilustrativa de acordo com a localização geográfica.

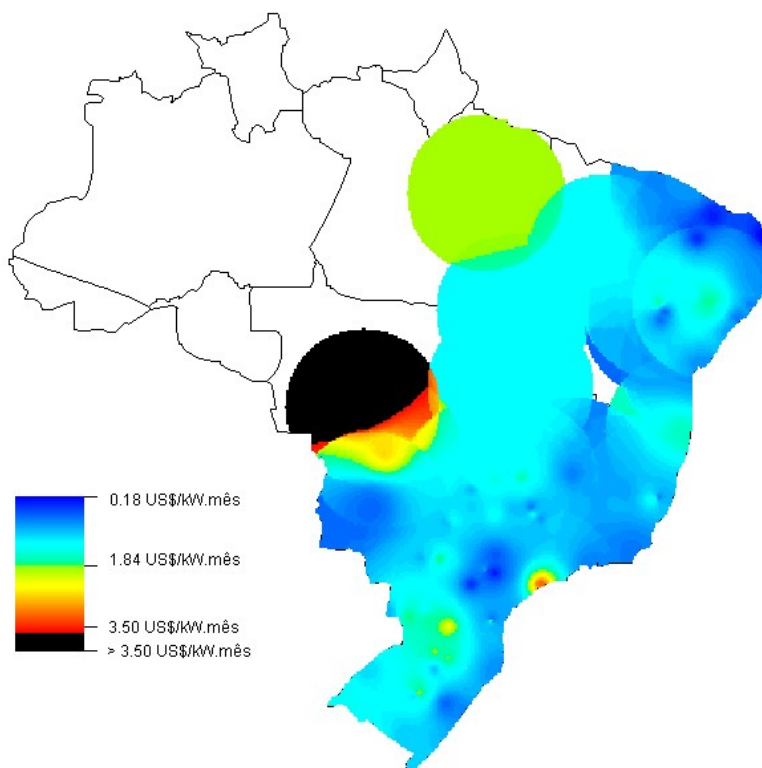


Figura 7.10 – Tarifas de Transmissão de Geradores – Metodologia Aplicada no Brasil

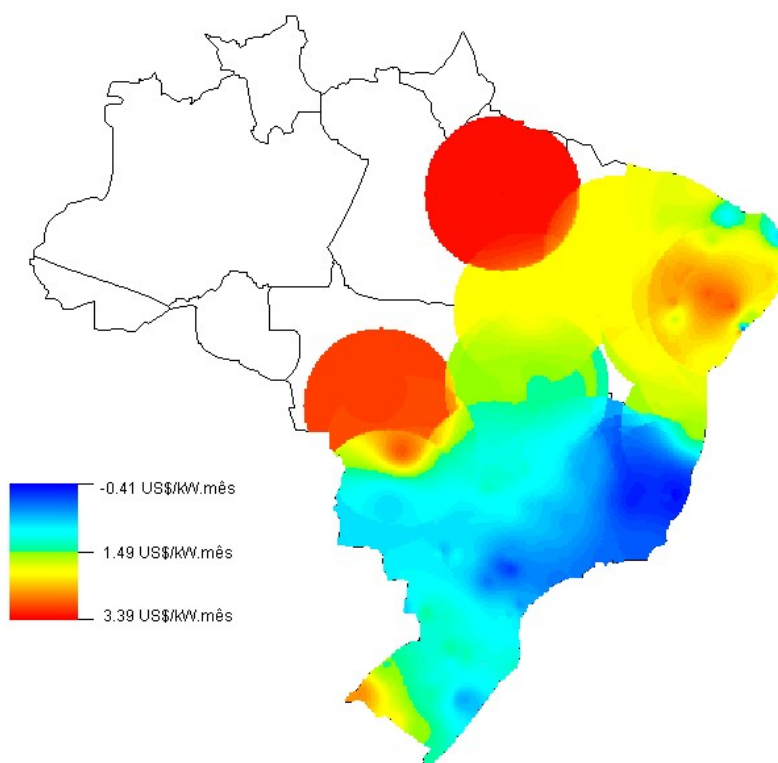


Figura 7.11 – Tarifas de Transmissão de Geradores – Metodologia Nodal

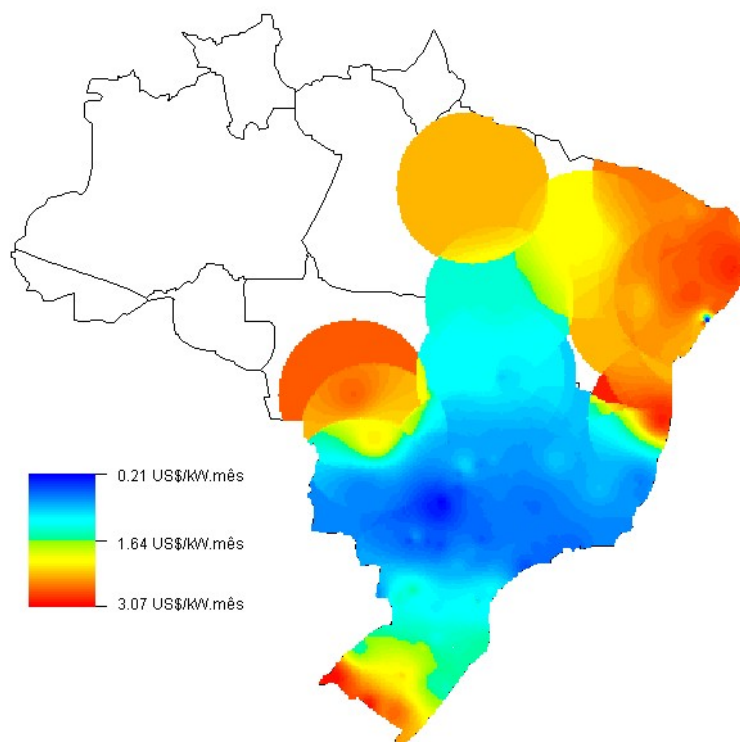


Figura 7.12 – Tarifas de Transmissão de Geradores – Metodologia Extent of Use

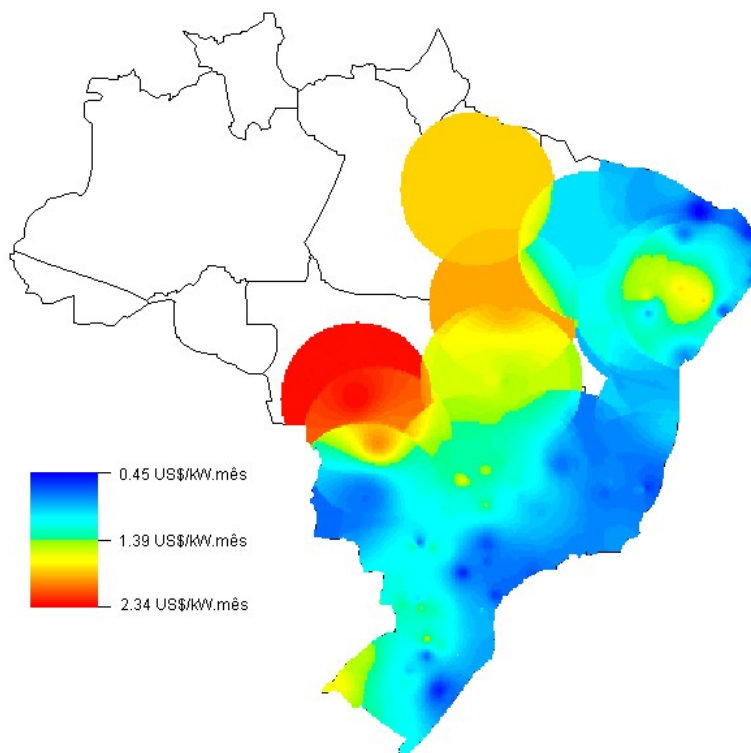


Figura 7.13 – Tarifas de Transmissão de Geradores – Metodologia Aumann-Shapley

Os gráficos abaixo apresentam as tarifas dos geradores para os métodos analisados. Particularmente, na Figura 7.18 é apresentada uma comparação dos métodos analisados para diferentes geradores no Brasil.

O Anexo E apresenta as tarifas calculadas para cada gerador.

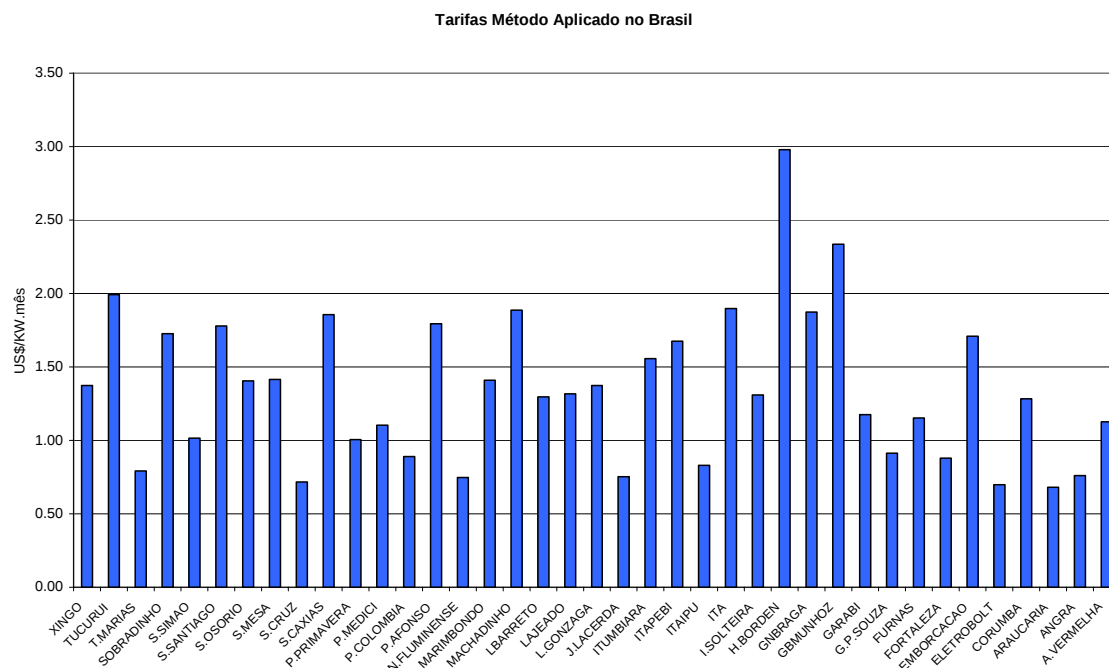


Figura 7.14 - Tarifas Geradores – Metodologia aplicada no Brasil

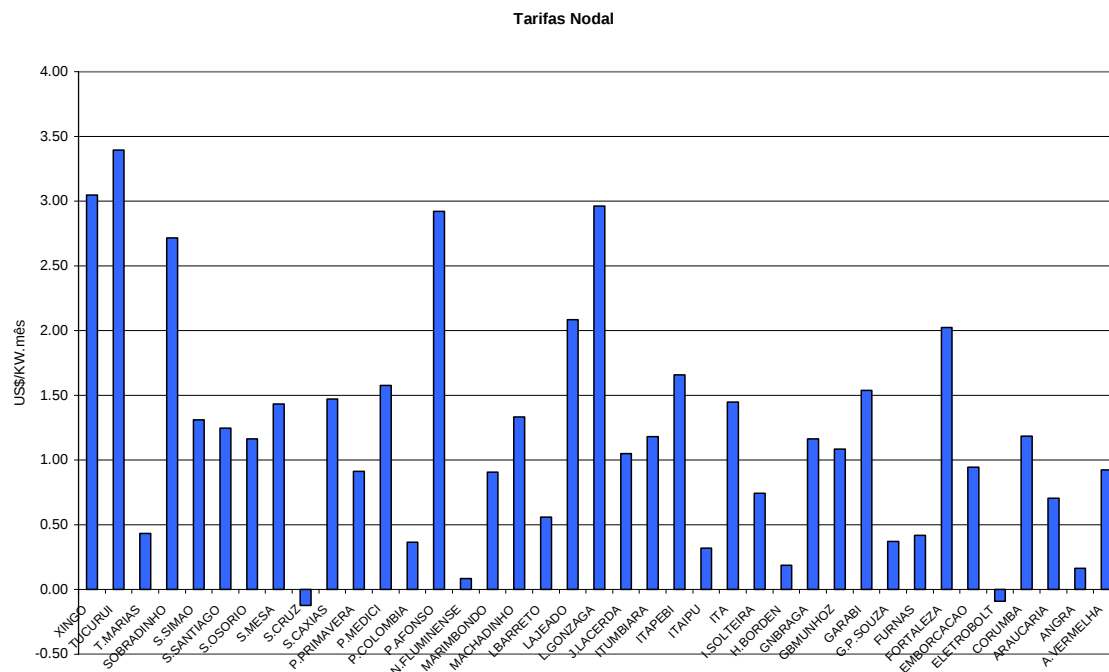


Figura 7.15 - Tarifas Geradores – Metodologia Nodal

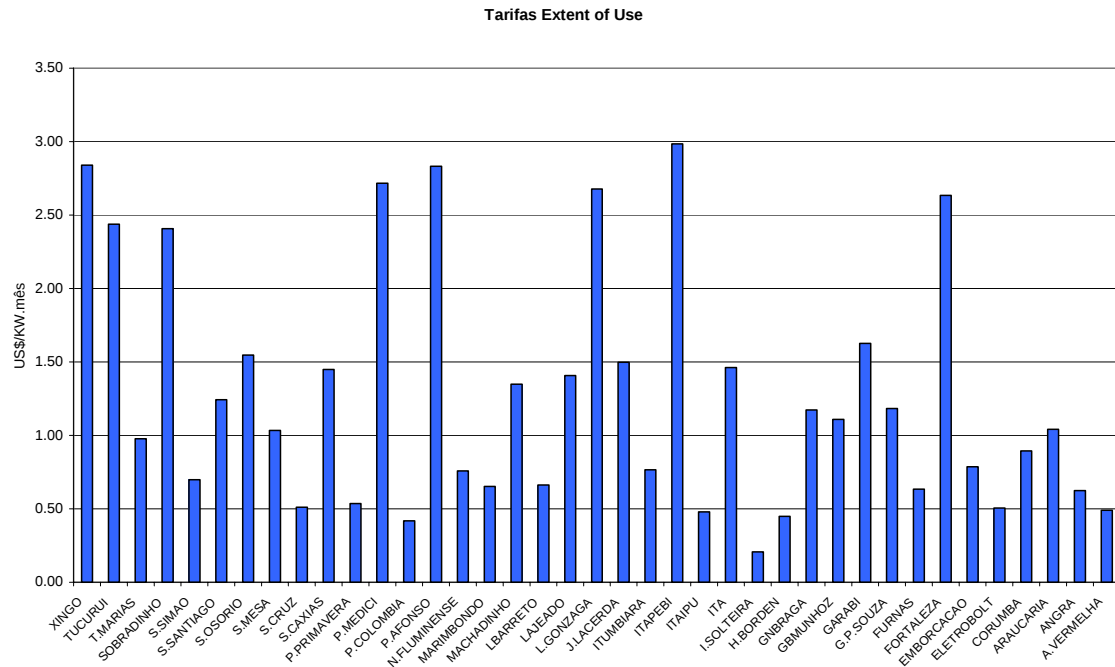


Figura 7.16 - Tarifas Geradores – Metodologia Extent of Use

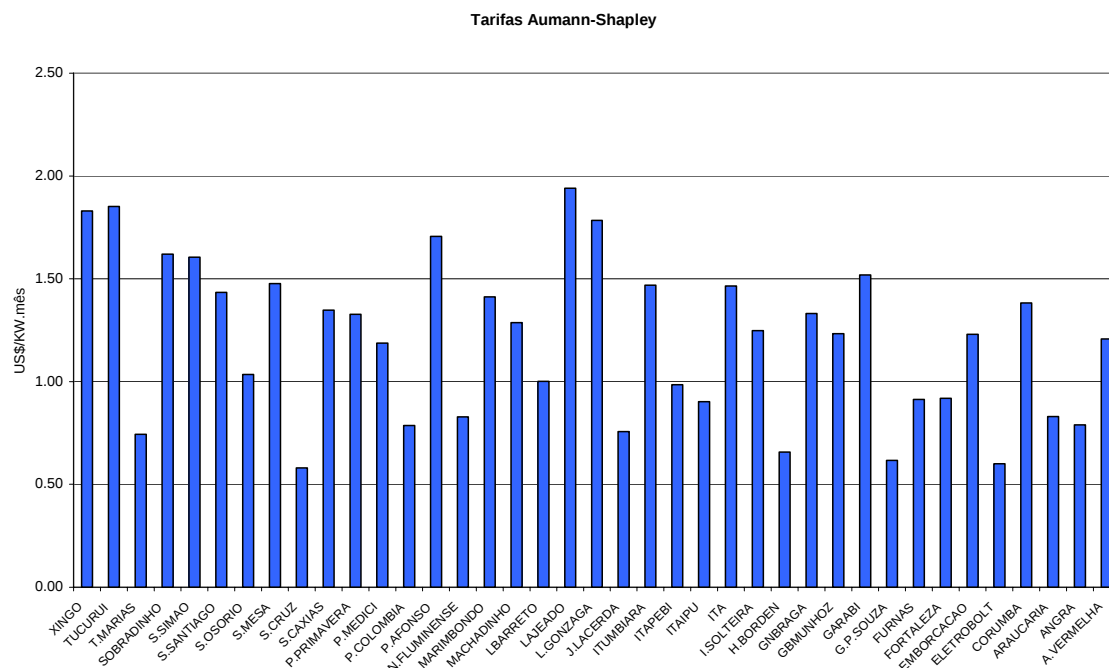


Figura 7.17 - Tarifas Geradores – Metodologia Aumann-Shapley

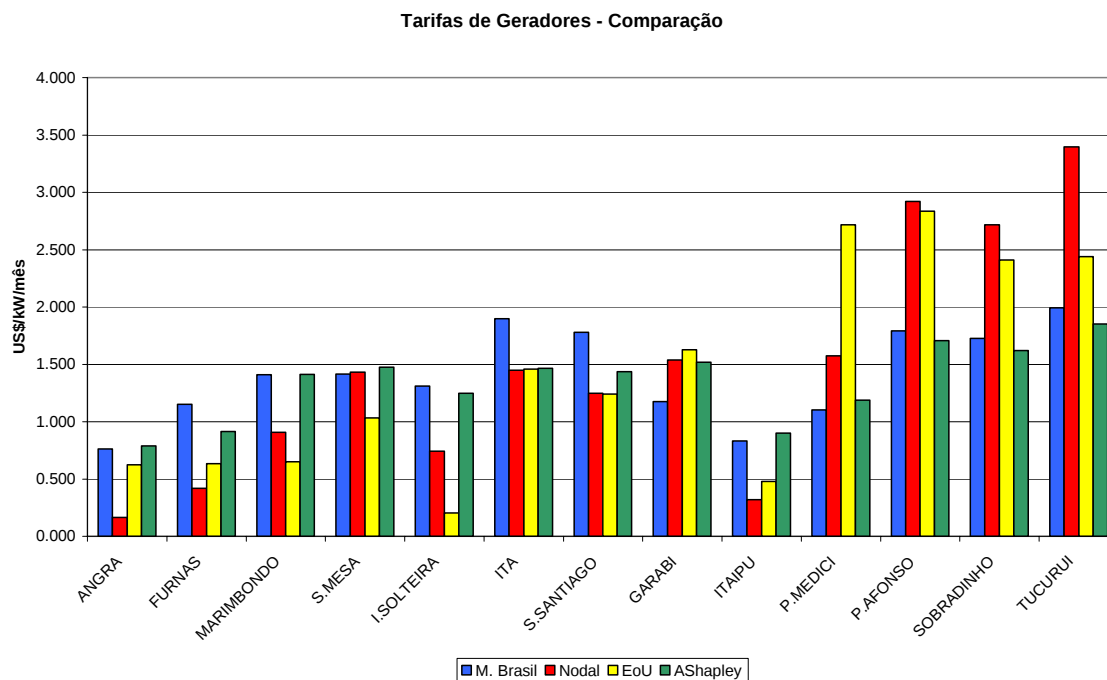


Figura 7.18 - Tarifas Geradores – Comparação dos métodos

A tabela abaixo apresenta uma comparação dos métodos de acordo com a região e o tipo de usina.

	MET. BRASILEIRA (US\$/kW.mês)				NODAL (US\$/kW.mês)			
Subsistema	UTE	UHE	INT	Todas	UTE	UHE	INT	Todas
SU	0.993	1.783	1.164	1.467	1.458	1.235	1.556	1.355
SE	0.862	1.216		1.101	0.382	0.870		0.712
NE	0.868	1.509		1.414	2.081	2.855		2.740
NO		1.985		1.985		3.379		3.379
Brasil	0.884	1.410	1.164	1.262	0.693	1.462	1.556	1.262
	EXTENT OF USE (US\$/kW.mês)				A. SHAPLEY (US\$/kW.mês)			
Subsistema	UTE	UHE	INT	Todas	UTE	UHE	INT	Todas
SU	2.014	1.412	1.661	1.606	1.088	1.256	1.494	1.267
SE	0.667	0.747		0.721	0.895	1.253		1.137
NE	2.557	2.757		2.727	0.932	1.670		1.560
NO		2.438		2.438		1.845		1.845
Brasil	1.038	1.324	1.661	1.261	0.930	1.372	1.494	1.260

Tabela 7.3 - Tarifas Geradores – Comparação dos métodos por região e tipo de usina

8.2.4 Análise dos Resultados

A análise sobre um país de dimensões continentais como o Brasil permite avaliar com maior clareza as peculiaridades de cada método de cálculo de tarifas de transmissão.

As Figuras 7.10 a 7.13 permitem concluir que, em geral, os métodos analisados apresentam comportamentos semelhantes, diferenciando os principais centros de consumo e os principais centros de geração do país. Pode-se destacar quatro macro-regiões no Brasil:

- i. Região do médio Tocantins: forte centro exportador de energia, onde se destaca a usina de Tucuruí. Apresenta tarifas de geração altas
- ii. Região da Bacia do São Francisco: onde se localizam as principais usinas hidrolétricas do Nordeste. Por se tratar de uma área exportadora de energia, essa região apresenta as tarifas mais caras do Nordeste.
- iii. Região de São Paulo e Rio de Janeiro: é o principal centro de consumo do Brasil e apresenta uma das tarifas mais baratas do país.
- iv. Região Mato Grosso: área que apresenta as maiores tarifas do país. Além de ser um centro exportador de energia, esta região se caracteriza por uma rede elétrica fraca e radial, apresentando altos índices de carregamento que justificam as tarifas altas.

As Figuras 7.14 a 7.17 apresentam as tarifas dos principais geradores brasileiros. Delas, pode-se concluir:

- i. A metodologia Nodal é única que apresenta tarifas negativas. Como consequência, é a que apresenta a maior discrepância de valores entre si.
- ii. Como era de se esperar no método Extent of Use, a usina com menor tarifa é Ilha Solteira; justamente a barra de referência do sistema. A tarifa dessa usina corresponde à parcela de ajuste (selo) aplicada.

- iii. A metodologia Aumann-Shapley, assim como a Metodologia Brasileira, apresentam tarifas menos discrepantes entre si. A razão entre a maior tarifa e a menor é da ordem de 4.4 na Metodologia Brasileira e 3.4 na Aumann-Shapley.

A Figura 7.18 apresenta uma comparação dos distintos métodos analisados para algumas importantes usinas do Brasil. A grosso modo, pode-se dizer que a Metodologia Brasileira e a metodologia Aumann-Shapley apresentam comportamentos semelhantes, enquanto que as demais podem apresentar tarifas completamente diferentes para algumas usinas.

A Tabela 7.4 permite avaliar as tarifas de transmissão para geradores classificadas por tipo (UTE = térmicas; UHE = hidroelétricas; INT = interligações), por região e por método aplicado. Dessa tabela pode-se concluir:

1. Em todos os métodos a tarifa média das usinas térmicas é menor que a das usinas hidroelétricas. Isso se deve à característica locacional dos métodos, uma vez que as usinas térmicas estão, usualmente, mais próximas aos centros de carga e, portanto, fazem menor uso da rede de transmissão.
2. Em geral, as regiões Norte e Nordeste são as que apresentam as maiores tarifas por estarem distantes dos principais centros de carga na região Sudeste. É importante ressaltar que no método Nodal essas tarifas apresentam valores entre duas e três vezes maiores que as tarifas da região Sul e Sudeste.

Essa explicação se deve ao fato da barra de referência virtual estar próxima à região Sudeste²⁰, o que faz com que usinas localizadas nas regiões Norte e Nordeste tenham tarifas mais altas²¹ por fazerem maior uso da rede.

²⁰ Como o mercado na Região Sudeste é o mais importante do país, o “centro de gravidade” (barra de referência virtual de maneira a alocar 50% dos encargos para geração e 50% para consumo) do sistema fica localizada aproximadamente entre as bacias do Rio Grande e Parnaíba (fontes de geração) e os principais centros de consumo em São Paulo e Rio de Janeiro.

Embora a Metodologia Brasileira seja uma variante do Nodal, esse comportamento é atenuado devido à presença dos Fatores de Ponderação que reduzem o fator locacional da metodologia original e tendem a custear as interligações através da parcela selo. Dessa maneira, as tarifas apresentam menores discrepâncias entre si.

No caso da metodologia Extent of Use, as tarifas também apresentam o mesmo comportamento devido a escolha da barra de referência, conforme já discutido anteriormente na seção 7.1.4. Como a barra escolhida (Ilha Solteira) encontra-se na região Sudeste, as demais regiões tendem a ter tarifas mais altas.

3. A metodologia Aumann-Shapley, cujos cálculos não se baseiam em injeções de potência que são compensadas em uma barra de referência, apresenta uma menor discrepância de tarifas entre as regiões. Dessa maneira, pode-se dizer que ela apresenta uma tarifação mais isonômica dos agentes e não privilegia (ou prejudica) a geradores nas distintas regiões, ao contrário das outras metodologias que são fortemente influenciadas pela escolha da barra de referência.

²¹ Como as tarifas na metodologia Nodal são calculadas com base numa injeção de 1 MW na barra do gerador e a sua compensação na barra de referência, usinas muito distantes dessa barra de referência tendem a ter tarifas maiores em valor absoluto, devido à maior extensão da rede a ser utilizada. Entretanto, em função do sentido do fluxo de referência, essas tarifas podem ser positivas ou negativas.

8 CONCLUSÕES

Os resultados apresentados e discutidos anteriormente permitem uma análise das principais vantagens e desvantagens dos distintos métodos abordados e a constatação de que não existe uma maneira única de se alocar custos de transmissão de forma justa e eficiente.

A metodologia Nodal procura alocar os custos de cada agente em proporção a seu impacto na expansão futura do sistema, como se fossem custos marginais de longo prazo. Por exemplo, uma tarifa negativa indicaria que o agente estaria contribuindo para a redução de investimentos de transmissão no futuro; isto tipicamente ocorre com geradores próximos a centros de carga. Esta metodologia tem características atraentes em termos de interpretação econômica, e é usada em vários países, como por exemplo na Colômbia, Inglaterra, Panamá e Brasil (com pequenas variações).

Entretanto, sua aplicação prática apresenta algumas dificuldades, por exemplo quando há geradores e demandas substanciais localizados na mesma barra ou em barras próximas. Como a tarifa da geração tem por construção um sinal oposto à da demanda, isto leva a pagamentos cruzados entre geradores e demandas que podem exceder os custos do sistema de transmissão que deveria estar sendo remunerado.

Como há um sentimento intuitivo entre os agentes de que essa transferência não é justificada, são adotados com frequência ajustes heurísticos como a eliminação de tarifas negativas. A desvantagem deste procedimento é que a tarifa “ajustada” pode distorcer o sinal locacional de maneira significativa. A metodologia Extent of Use é um exemplo desse tipo de procedimento onde não são considerados os contrafluxos, como ocorre no método Nodal, eliminando-se assim as tarifas negativas.

Entretanto, a necessidade de se escolher arbitrariamente uma barra de referência no método Extent of Use, traz à tona uma série de questionamentos, conforme discutido na seção 7.1.4.

A metodologia aplicada no Brasil apresenta as mesmas características da metodologia Nodal, exceto pelo fato de que há uma atenuação dos custos de linhas com baixo carregamento, fazendo com que a parcela de ajuste (“selo”) tenha maior importância e, conseqüentemente, as tarifas tenham valores com menores discrepâncias entre si.

Por sua vez, o esquema Aumann-Shapley adota o enfoque de alocar os custos de uma infra-estrutura de uso compartilhado em proporção à extensão do uso que cada agente faz da mesma. A analogia neste caso é a do pedágio para o uso de rodovias. Esta metodologia é mais “engenhosa”, e tem como principais vantagens a facilidade de explicação e refletir o fato intuitivo de que agentes mais distantes dos centros de carga deveriam pagar mais pelo uso dos recursos de transmissão. Além disto, a alocação Aumann-Shapley apresenta uma série de características desejáveis em termos de coerência econômica e isonomia.

As principais vantagens da metodologia proposta são: (a) facilidade de explicação: o custo alocado a cada agente reflete o uso que o mesmo faz dos circuitos de transmissão; (b) respaldo analítico: a metodologia é baseada em teoria dos jogos (alocação Aumann-Shapley); (c) viável do ponto de vista de implementação e de esforço computacional; (d) não é necessário definir uma barra de referência para os cálculos; (e) evita grandes subsídios cruzados entre agentes (tarifas negativas).

Conforme discutido na seção 7.1.4, uma das principais vantagens da metodologia Aumann-Shapley sobre os demais métodos analisados é a inexistência de uma barra de referência nos cálculos. Como foi mostrado, os métodos que envolvem a necessidade de uma barra de referência tendem a favorecer (tarifas mais baratas) aos geradores que estejam próximos à barra de referência e a prejudicar (tarifas mais caras) aos geradores distantes. Por essa maneira, a definição da barra de referência se torna um fator fundamental na alocação dos custos e um ponto importante a ser discutido. Dado que a

metodologia Aumann-Shapley não considera barra de referência, ela permite uma análise mais consistente e imparcial dos custos por uso da rede de cada agente.

9 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Agência Nacional de Energia Elétrica – <http://www.aneel.gov.br>
- [2] ONS – Operador Nacional do Sistema - <http://www.ons.org.br>
- [3] Kahan J.P., Rapoport A., Theories of Coalition Formation, Lawrence Erlbaum Associates, Publishers, Hillsdale, NJ, 1995
- [4] Lemaire J., An application of Game Theory: Cost Allocation, Astin Bulletin Vol. 14, No 1
- [5] Young H., “Cost allocation”, Handbook of game theory with economic applications”, edited by Robert Aumann and Sergiu Hart. N.H Elsevier, 1994
- [6] Aumann R.J., L.S. Shapley (1974). Values of Non-Atomic Games. Princeton University Press.
- [7] UNIPEDE Economics and Tariffs Study Committee, “Principles of Transmission Pricing”, UNIPEDE Economics and Tariffs Study Committee 60.03.TARTRANS, UNIPEDE, Maio de 1997.
- [8] Odériz F.J. , Metodologías de Asignación de Costes de la Red de Transporte en un Contexto de Regulación Abierta a la Competencia, Tesis Doctoral, Universidad Pontificia Comillas de Madrid, UPCo – IIT, Madrid, Janeiro de 1999.
- [9] ANEEL, “Metodologia para Cálculos das Tarifas Nodais”, *Nota Técnica 003/1999 SRT/ANEEL*. (Disponível em <http://www.aneel.gov.br>).
- [10] IEEE Power Engineering Society, “IEEE Tutorial On Game Theory Applications in Electric power markets”, IEEE Winter Meeting, NY, 1999.
- [11] Barroso L.A., Bressane J.M., Thomé L.M., Junqueira M., Camargo I., Oliveira G.C., Binato S., Pereira M.V.F, "Transmission Structure in Brazil: Organization, evaluation and Trends", IEEE General Meeting 2004, Denver, Colorado.
- [12] Nash J.F., “Non cooperative games”, Annals of Mathematics, 54, pp. 286-295, 1951.
- [13] Kelman R., Barroso L.A., Pereira M.V., “Market power assessment in hydrothermal systems”, IEEE Trans. Power Syst, Vol. 16, No.3, 2001.
- [14] Borenstein S., Bushnell J., Knittel C., “Market power in electricity markets: beyond concentration measures”, PWP-059R, UCEI, 1999.

- [15] Metzler C., Hobbs B.F., Pang J.S., “Nash-Cournot Equilibria in Power Markets on a Linearized DC Network with Arbitrage: Formulations and Properties”, *Networks and Spatial Theory*, 3(2), 2003.
- [16] Hobbs B.F., Helman U., “Complementarity-based equilibrium modeling for electric power markets”, in D. Bunn, ed., *Modeling Prices in Competitive Electricity Markets*, J. Wiley, in press (2004).
- [17] Bushnell J., “A mixed complementarity model of hydrothermal electricity competition in the western United States”, *Operations research*, Vol. 51, No. 1, pp. 80-93, 2003.
- [18] Cunningham L.B., Baldick R., Baughman M.L., “An Empirical Study of applied game theory: transmission constrained Cournot behavior” , *IEEE Trans. on Power Syst.*, Vol.17, No.1, 2002.
- [19] Contreras J., Wu F., *Coalition Formation in Transmission Expansion Planning*, *IEEE Transactions on Power Systems* Vol. 14, No. 3, Agosto 1999.
- [20] Contreras J., Klusch M., Vielhalk T.Y., Wu F., (1999) *Multi-Agent Coalition Formation in Transmission Planning: Bilateral Shapley Value and Kernel Approaches*. *Proceedings of the 13th Power Systems Computation Conference PSCC'99*.
- [21] Marangon, Lima, Pereira, J. M. Y Pereira, J. (1995) *An Integrated Framework For Cost Allocation in a Multi-Owned Transmission System*. *IEEE Transaction on Power Systems*, vol. 10, no. 2, pp. 971-977.
- [22] Zolezzi J., Rudnick H., "Tarificación del sistema de transmisión eléctrica: aproximación mediante juegos cooperativos", VII Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning, VII SEPOPE - May 23-28, 2000, Curitiba.
- [23] Zolezzi J., Rudnick H., "Transmission Cost Allocation by Cooperative Games and Coalition Formation", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol 17, November 2002, pp. 1008-1015.
- [24] Vieira F.X., Pereira M., Gorenstin B., Mello J., Melo A., Granville S., “Transmission System cost allocation based on cooperative game theory” *Brasil*, 1997.

- [25] Tsukamoto Y., Iyoda I., “Allocation of fixed transmission cost to wheeling transactions by cooperative game theory”, IEEE Trans. on power systems, vol. 11, No. 2, 1996.
- [26] Amboni M.K., Silva E.L., Alocação do Sobrecusto operativo via teoria dos jogos cooperativos, XVI Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Campinas, 2001.
- [27] Silva E.L.; Morales J.C.; Melo A.C.G.; Allocating congestion cost using game theory, Power Tech Proceedings, 2001 IEEE Porto, Volume: 1 , 10-13 Sept. 2001 Pages:5 pp. vol.1.
- [28] Barros J.R.P., Melo A.C.G., Usando Teoria dos Jogos Cooperativos para Repartir Custos associados a serviços ancilares – os casos da reserva de transformação e da potência reativa, XVI Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Campinas, 2001.
- [29] Vieira X., Granville S., Pereira, M., Gorenstin B., Mello J., Melo A., “Ancillary Services: How to Allocate Costs in an Optimization-Based Framework”, Proceedings of the CIGRÉ Symposium, Neptun, 1997.
- [30] Medeiros A., Salgado R., Zurn H.. Uma metodologia para obtenção de fatores de perdas nodais via jogos cooperativos, XVI Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Campinas, 2001.
- [31] Oliveira G. C., Granville S., Pereira M., Applications in Energy: Electrical Power, Handbook of Applied Optimization, Edited by P. M. Pardalos and M. G. C. Resende, Oxford University Press, 2002.
- [32] Faria E.T., “Aplicação de Teoria dos Jogos à Repartição da Energia Firme de um Sistema Hidrelétrico”, tese de MSc, PUC-Rio, 2004.
- [33] Tsukamoto Y., Iyoda Y., “Allocation of Fixed Transmission Cost of Wheeling Transactions by Cooperative Game Theory”, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 11, no. 2, Maio 1996.
- [34] MME – Ministério de Minas e Energia - <http://www.mme.gov.br>
- [35] Shapley L. S. (1953). A values for n-person games, H.W. Kuhn and A.W Tucker, eds., Contributions to the Theory of Games, Vol. II. Annal of Mathematics Studies No. 28 Princeton, NJ: Princeton University Press

- [36] Tabors R. D., "Transmission System Management and Pricing: New Paradigms and International Comparisons", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 9, pp. 206-215, February 1994.
- [37] Munasinghe M., Warford J. J., Electricity Pricing: Theory and Case Studies. Johns Hopkins University Press, 1982.
- [38] Shirmohammadi D., et al., "Cost of Transmission Transactions: an Introduction", Power Systems, IEEE Transaction on, vol. 9, no. 1, pp. 272-278, 1994, tY – JOUR.
- [39] Happ H., (1994), "Cost of Wheeling Methodologies", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 9, N° 1, Fevereiro de 1994.
- [40] Shirmohammadi D., Gibrik P., Law E., Malinowski J., O'Donnel R. (1989), "Evaluation of Transmission Network Capacity Use for Wheeling Transactions", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 4, N° 4, Outubro de 1989.
- [41] Marangon Lima J., "Allocation of transmission fixed charges: an overview", Power Systems, IEEE transaction on, vol. 11, no. 3, pp. 1409-1418, 1996, t Y – JOUR.
- [42] Shirmohammadi D., et al., "Some fundamental, technical concepts about cost based transmission pricing", Power Systems, IEEE transaction on, vol. 11, no. 2, pp. 1002-1008, 1996, t Y – JOUR.
- [43] Calviou M. C., Dunnett R. M., Plumptre P. H., (1993), "Charging for Use of a Transmission System by Marginal Cost Methods", in Proceedings of the 11th Power Systems Computation Conference, PSCC'93, Avignon, Setembro de 1993.
- [44] Finney J. D., Othman H. A., Rutz W. L., (1997), "Evaluating Transmission Congestion in System Planning", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 12, N° 3, Agosto de 1997.
- [45] Rudnick H., Cura E., Palma R., (1996), "Open Access Pricing Methodologies in Economically Adapted Electric Transmission Systems", in Actas do V Symposium de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Eléctrica - SEPOPE, Recife, Brasil, Maio de 1996.
- [46] Rubio F.J., Pérez-Arriaga I. J., (1997), "Marginal Pricing of Transmission Services: A Comparative Analysis of Network Cost Allocation Methods", in Power Engineering Review, Novembro de 1997.

- [47] Ferrero R. W., Shahidehpour S. M., Ramesh V. C. (1997), "Transaction Analysis in Deregulated Power Systems Using Game Theory", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 12, Nº 3, Agosto de 1997.
- [48] Ferrero R. W., Rivera J. F., Shahidehpour S. M. (1998), "Application of Games with Incomplete Information for Pricing Electricity in Deregulated Power Pools", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 13, Nº 1, Fevereiro de 1998.
- [49] Caramanis M. C., Bohn R. E., Schweppe, F. C., (1982), "Optimal Spot Pricing: Practice and Theory", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. 101, Nº 9, Setembro de 1982.
- [50] Schweppe F.C., Caramanis M.C., Tabors R.D., Bohn R.E., (1988), Spot Pricing of Electricity, Kluwer Academic Publishers, 1988.
- [51] Green R., "Electricity Transmission Pricing – How much does it cost to get it wrong", Program on Workable Energy Regulation (Power), Vol. pwp.-058, 1998.
- [52] Perez-Arriaga I., et al., "Marginal pricing of transmission services: an analysis of cost recovery", Power Systems, IEEE Transactions on, vol. 10, no. 0885-8950, pp. 546-553, 1995, t Y - JOUR.
- [53] Granville S., Oliveira G.C., Thomé L.M., Campodónico N., Latorre M., Pereira M.V., Barroso L.A., "Stochastic optimization of transmission constrained and large scale Hydrothermal Systems in a Competitive Framework", Proceedings of the IEEE General Meeting, Toronto, 2003.
- [54] Varian H. R., Intermediate Microeconomics, 3rd ed. New York: W. W. Norton and Company, Inc., 1990.
- [55] Von Neumann J., Morgenstern O., Theory of Games and Economic Behaviour. Princeton Press, 1947. ISBN 0691003629.
- [56] Aumann R. J., Maschler M., The bargaining set for cooperative games. In Dresher M., Shapley L. S., Tucker (Eds.) A. W., Advances in game theory. Princeton, N.J.: Princeton University Press, 1964.
- [57] Agência Nacional de Energia Elétrica, Resolução Normativa 71, de 30 junho de 2004. Disponível em <http://www.aneel.gov.br> .
- [58] Hogan W. W., Contract networks for electric power transmission, J. Regulatory Economics, vol. 4, 1992, pp. 211-242.

- [59] Ruff L., Stop wheeling and start dealing: resolving the transmission dilemma, The Electricity Journal, June 1994, pp. 24-43.
- [60] Monticelli, A., Garcia, A. Introdução a Sistemas de Energia Elétrica. Editora da UNICAMP, 2000.

Anexo A – Modelo de Fluxo de Potência Linearizado

A.1 Modelo Básico

O modelo de fluxo de potência linearizado é composto de dois conjuntos de equações, que representam as leis de Kirchhoff [60].

Primeira lei de Kirchhoff

A primeira lei representa o balanço de produção e consumo em cada barra da rede elétrica (por simplicidade de notação, supõe-se que há somente um gerador em cada barra):

$$\sum_{k \in \Omega_i} f_k + g_i = d_i \quad \text{para } i = 1, \dots, n \quad (\text{A.1})$$

onde:

i indexa as barras do sistema (n número de barras)

Ω_i conjunto de circuitos diretamente conectados à barra i

O conjunto de equações (A.1) é representado em termos matriciais como:

$$Sf + g = d \quad (\text{A.2})$$

onde:

S matriz de incidência $n \times m$ que representa as ligações entre barras e circuitos: a coluna k da matriz S tem zeros em todas as posições, exceto nas que correspondem às barras terminais do circuito k , i_k e j_k

$$S_i = \begin{pmatrix} 0 \\ \dots \\ +1 \\ \dots \\ -1 \\ \dots \\ 0 \end{pmatrix} \quad \begin{array}{l} \leftarrow \text{barra "DE", } i_k \\ \leftarrow \text{barra "PARA", } j_k \end{array}$$

f vetor m -dimensional de fluxos nos circuitos

g vetor n -dimensional de gerações

d vetor n -dimensional de demandas

Segunda lei de Kirchhoff

Por sua vez, a segunda lei de Kirchhoff é dada por:

$$f_k = \gamma_k (\theta(i_k) - \theta(j_k)) \quad \text{para } k = 1, \dots, K \quad (\text{A.3})$$

onde:

γ_k susceptância do circuito

$\theta(i_k)$ ângulo de tensão na barra "DE", i_k

$\theta(j_k)$ ângulo de tensão na barra "PARA", j_k

Em termos matriciais, o conjunto de equações (A.3) torna-se:

$$f = \gamma S' \theta \quad (\text{A.4})$$

onde:

γ matriz diagonal $m \times m$ que contém as susceptâncias dos circuitos

S' matriz $m \times n$ que é a transposta da matriz de incidência S

θ vetor n -dimensional de ângulos de tensão

A.2 Despacho Econômico com Restrições de Transmissão

A.2.1 Formulação do Problema

O despacho com restrições de transmissão é representado como o seguinte problema de otimização:

$$z = \text{Min} \quad c'g \quad (\text{A.5-a})$$

sujeito a

$$Sf + g = d \quad (\text{A.5-b})$$

$$f - \gamma S'\theta = 0 \quad (\text{A.5-c})$$

$$-\bar{f} \leq f \leq \bar{f} \quad (\text{A.5-d})$$

$$g \leq \bar{g} \quad (\text{A.5-e})$$

onde:

z custo total do despacho

c' vetor linha n -dimensional de custos variáveis de geração

g vetor n -dimensional de produções de energia

d vetor n -dimensional de consumos de energia

f vetor m -dimensional de fluxo nos circuitos

θ vetor n -dimensional de ângulos de tensão

γ matriz diagonal $m \times m$ que contém as susceptâncias dos circuitos

S' matriz $m \times n$ que é a transposta da matriz de incidência S

$\bar{f}$ vetor m -dimensional de limites de fluxo nos circuitos

$\bar{g}$ vetor n -dimensional de limites de geração

A.2.2 Formulação Compacta do Problema de Despacho

O despacho com restrições de transmissão (A.5) é um problema de programação linear (PL) que pode ser resolvido por pacotes comerciais. Observe, entretanto, que há

três tipos de variáveis de decisão, dadas pelos vetores g , θ e f . Em um sistema típico, haveria uma centena de geradores. Entretanto, o número tanto de barras como de circuitos pode ser dez vezes maior. Mostra-se a seguir que o esforço computacional pode ser substancialmente reduzido reescrevendo o problema somente em termos do vetor de gerações g .

Substituindo f como definido em (A.5-b) em (A.5-a) resulta em:

$$B\theta + g = d \quad (\text{A.6})$$

onde $B = SyS'$ é conhecida como matriz de susceptância ($n \times n$).

A seguir, resolve-se o sistema linear (A.6) em termos de θ . Inicialmente, é necessário eliminar uma linha e uma coluna de B , pois a mesma tem posto ('rank') $n-1$. Supondo que a linha/coluna s foi a escolhida, tem-se:

$$\tilde{\theta} = \tilde{B}^{-1}(\tilde{d} - \tilde{g}) \quad (\text{A.7})$$

onde $\sim$ representa as matrizes e vetores sem a barra s . A barra s , conhecida como “de referência”, tem um ângulo de tensão arbitrado em $\theta_s = 0$. Por simplicidade de notação, escreve-se a equação (A.7) em termos dos vetores completos de geração e demanda, adicionando uma linha e coluna nulas à posição s da matriz $\tilde{B}^{-1}$; o resultado será denotado como B^{-1} :

$$\theta = B^{-1}(d - g) \quad (\text{A.8})$$

Substituindo (8) em (5b), obtém-se:

$$f = \beta(d - g) \quad (\text{A.9})$$

onde $\beta = \gamma SB^{-1}$ é uma matriz $m \times n$. Cada elemento β_{ki} representa a sensibilidade do fluxo de potência no circuito k com relação a uma variação na injeção de potência da barra i . Observe que os fatores de sensibilidade da barra de referência s são iguais a zero, i.e. uma variação de injeção nesta barra não afeta os fluxos. A razão é que o valor de injeção para a barra de referência é calculado implicitamente pelo (des)balanço total de geração e demanda para as demais barras:

$$e'g = e'd \quad (A.10)$$

onde e' é um vetor linha n -dimensional = (11...1). Finalmente, substituindo a equação (A.9) nas restrições de limite de fluxo (A.5-d), chega-se à formulação compacta do problema de transmissão:

$$z = \text{Min} \quad c'g \quad (A.11-a)$$

sujeito a

$$e'g = e'd \quad (A.11-b)$$

$$-\bar{f} \leq \beta(d - g) \leq \bar{f} \quad (A.11-c)$$

$$g \leq \bar{g} \quad (A.11-d)$$

Anexo B – METODOLOGIA AUMANN-SHAPLEY

B.1 Introdução

Seja uma função de custo de transmissão $T(b)$, onde b é um vetor n -dimensional de agentes do sistema $\{b_i, i=1, \dots, n\}$. Supõe-se que $T(b)$ é uma função não linear e convexa, como mostra a Figura B.1.

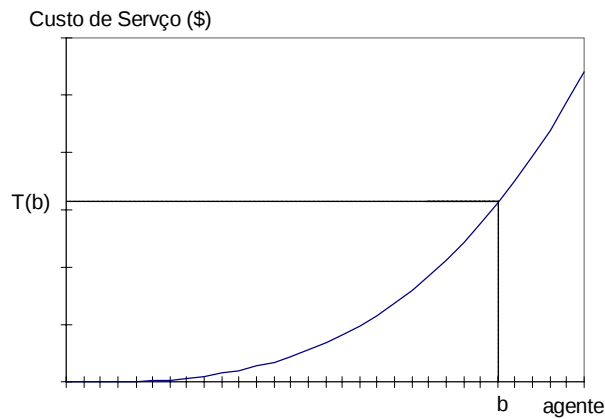


Figura B.1 Função de custo de transmissão

O objetivo é repartir o custo $T(b)$ entre os n agentes de maneira a recuperar o custo total e induzir o uso eficiente dos recursos do sistema.

B.2 Função Exemplo

A abordagem proposta será ilustrada através de um exemplo simples com três agentes, representados no seguinte vetor:

$$b = \{b_1 = 1; b_2 = 2; b_3 = 1\}; \quad (B.1)$$

A função de custo é dada pelo seguinte polinômio:

$$T(b) = b_1 + (b_2 + b_3)^3 \quad (\text{B.2})$$

Neste exemplo, o custo total a ser repartido é:

$$T(1,2,1) = 1 + (1 + 2)^3 = 28 \quad (\text{B.3})$$

Nas próximas seções, serão discutidas as vantagens e limitações de três esquemas de alocação:

- custos marginais
- Shapley
- Aumann-Shapley

B.3 Alocação por Custos Marginais

B.3.1 Cálculo das tarifas marginais

Sabe-se que a tarifação marginal induz a eficiência econômica. Para o caso exemplo, estas tarifas são:

$$T(b_i) = \frac{\partial T(b)}{\partial b_i} \times b_i \quad \text{para } i = 1, \dots, 3 \quad (\text{B.4})$$

onde $T(b_i)$ é a tarifa do agente i .

Derivando $T(b)$ em (B.2), tem-se:

$$\frac{\partial T(b)}{\partial b_1} = 1; \frac{\partial T(b)}{\partial b_2} = \frac{\partial T(b)}{\partial b_3} = 3(b_2 + b_3)^2 \quad (\text{B.5})$$

Substituindo (B.5) em (B.4), obtém-se as tarifas dos agentes, como mostrado na Tabela B.1.

Tabela B.1 – Tarifas com base em custos marginais

Agente	tarifa	
1	$\tau(1) = 1 \times 1 =$	1
2	$\tau(2) = 3(1 + 2)^2 \times 2 =$	54
3	$\tau(3) = 3(1 + 2)^2 \times 1 =$	27
Total		82

Observa-se que o montante recuperado (\$82) excede o custo do serviço, que é \$28. Esta sobre-arrecadação é devida à convexidade da função de custo.

B.3.2 Ajuste no montante arrecadado

À primeira vista, a sobre-arrecadação pode ser corrigida aplicando-se um fator de redução ϕ às tarifas. Neste caso, $\phi = 28/82 = 0.34$. As Tabela B.2 mostra as tarifas ajustadas.

Tabela B.2 – Tarifas marginais ajustadas

Agente	Tarifa ajustada
1	0.34
2	18.44
3	9.22
Total	28.00

Por construção, o total recuperado é agora igual ao custo do serviço. Observe, entretanto, que a tarifa do agente 1 é menor do que a de seu custo de serviço isolado, que para este caso é igual a \$1 (lembre que a função $T(b)$ é separável em b_1). Por outro lado,

os agentes 2 e 3 pagam em conjunto \$27.66, mais do que a soma de seus custos separados. Isto significa que há um subsídio cruzado destes agentes para o agente 1. Conclui-se que a aplicação de um fator de redução à alocação marginal pode não levar a uma alocação eficiente dos custos, nem à formação de uma coalizão com todos os agentes..

B.4 Alocação Incremental

Outra maneira de resolver o problema é calcular a diferença nos custos de serviço à medida que os agentes são adicionados sucessivamente ao sistema. A Tabela B.3 mostra os incrementos nos custos de serviço para a ordem de entrada 1-2-3:

Tabela B.3 – Incrementos nos custos de serviço: ordem 1-2-3

agentes	$\tau(b)$	$\tau(i)=\Delta\tau(b)$
1	1	$\tau(1) = 1$
1,2	$1 + 2^3 = 9$	$\tau(2) = 8$
1,2,3	$1 + 3^3 = 28$	$\tau(3) = 19$

Observa-se que a tarifa do agente 1 agora está correta. Entretanto, o agente 2 tem uma tarifa de \$8, que é bem menor do que a alocação de \$19 para o terceiro agente.

Como mostra a Figura B.2, isto está novamente relacionado com a convexidade da função de custo. Por simplicidade de apresentação, somente estão mostrados os custos de serviço dos agentes 2 e 3.

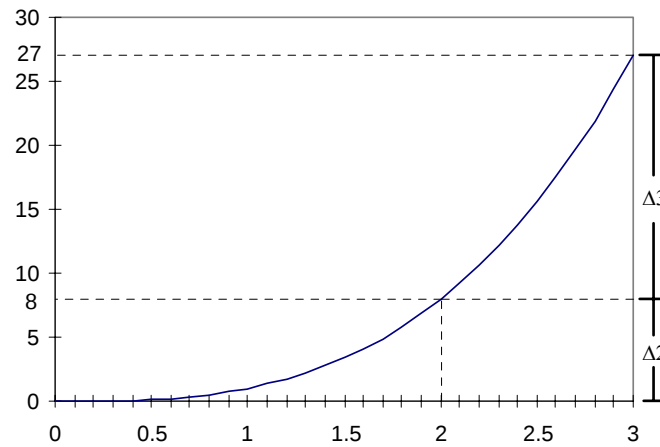


Figura B.2 – Incremento no Custo de Serviço

Observa-se na Figura que a tarifa do primeiro agente a entrar será sempre inferior à dos sucessores. Por exemplo, a Tabela B.4 mostra os incrementos de custo de serviço se a ordem de entrada for mudada para 1-3-2.

Tabela B.4 - Incrementos nos custos de serviço: ordem 1-3-2

agentes	$\tau(b)$	$\tau(i)=\Delta\tau(b)$
1	1	$\tau(1) = 1$
1,3	$1 + 1^3 = 2$	$\tau(3) = 1$
1,2,3	$1 + 3^3 = 28$	$\tau(2) = 26$

Vê-se que a tarifa $\tau(3)$ é reduzida de \$19 para \$1. Por sua vez, $\tau(2)$ aumenta de \$8 para \$26. Em resumo, o esquema de incrementos de custo recupera o montante total e não leva a subsídios cruzados; entretanto, ele pode ser muito sensível à ordem de entrada dos agentes.

B.5 Alocação de Shapley

B.5.1 Cálculo de todas as permutações de ordem de entrada

O esquema de Shapley [35] tenta eliminar as limitações do método de incremento de custo através do cálculo de todas as permutações de ordem de entrada, como mostrado na Tabela B.5.

Tabela B.5 – Alocação de Shapley

ordem	$\tau(1)$	$\tau(2)$	$\tau(3)$
1,2,3	1	8	19
1,3,2	1	26	1
2,1,3	1	8	19
2,3,1	1	8	19
3,1,2	1	26	1
3,2,1	1	26	1
média	1	17	10

O esquema de Shapley é intuitivamente “justo”, pois permite que todos os agentes sejam os primeiros, segundos etc. Sua principal desvantagem é o esforço computacional, pois o número de combinações aumenta exponencialmente com o número de agentes.

B.5.2 Interpretação geométrica do esquema de Shapley

O esquema de Shapley pode ser interpretado como uma média sobre todas as “trajetórias” que vão do ponto anterior à entrada de qualquer agente até o ponto onde todos os agentes já entraram. A Figura B.4 ilustra as trajetórias para as seqüências 1-2-3 e 3-1-2.

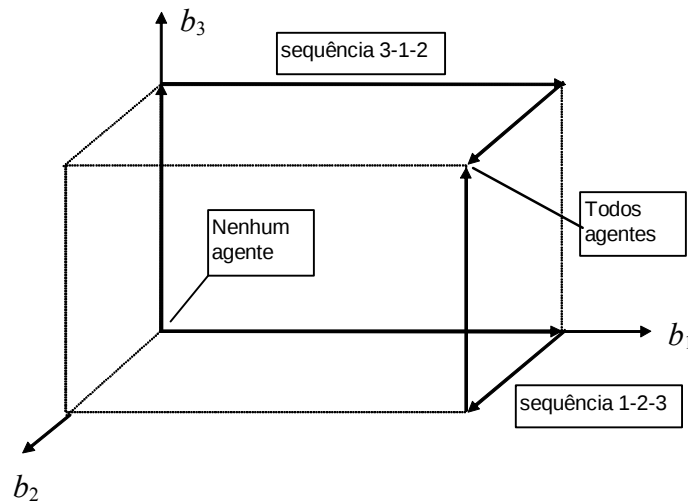


Figura B.4 – Ordem de entrada é uma trajetória no espaço de agentes

B.6 Alocação Shapley modificada

B.6.1 Limitações do esquema Shapley

Dado que os agentes 2 e 3 têm a mesma função de custo, é de se esperar que suas tarifas unitárias fossem também iguais. Entretanto, observa-se na Tabela B.5 que a alocação *unitária* para estes agentes é respectivamente \$8.5 por unidade (p.u.) (lembre que $b_2 = 2$) e \$10 p.u..

A razão para esta diferença é que agentes com maiores valores de b são menos sensíveis à ordem de entrada que os agentes de menor valor. Como um exemplo extremo deste efeito, suponha que:

$$T(b_1, b_2) = (b_1 + b_2)^3 \quad (\text{B.7})$$

$$b_1 = \varepsilon; b_2 = 1 - \varepsilon$$

onde ε é um número muito pequeno. Neste caso, a alocação Shapley unitária para o agente 1 é a média dos custos marginais para as posições primeira e última na ordem de entrada:

$$\begin{aligned} T(1)/\varepsilon &= \left(\frac{\partial S(b)}{\partial b_1} \Big|_{b=0} + \frac{\partial S(b)}{\partial b_1} \Big|_{b=1} \right) \times 0.5 \\ &= (3 \times (0)^2 + 3 \times (1)^2) \times 0.5 = 1.5 \end{aligned} \quad (\text{B.8})$$

Por sua vez, a alocação Shapley para o agente 2 em qualquer ordem de entrada seria igual ao custo total, $(1)^3 = 1$. Em outras palavras, a alocação Shapley não é “isonômica” com relação ao tamanho de agentes com características semelhantes.

B.6.2 Esquema Shapley modificado

A “não-isonomia” da alocação Shapley pode ser corrigida permitindo-se que agentes menores entrem depois que uma *fração* do agente maior tenha entrado. Em termos do exemplo da Tabela B.5, o agente 2 é “partido” em dois sub-agentes, 2a e 2b, de tamanho = 1. A Tabela 3.6 resume os resultados da alocação. Por simplicidade de apresentação, são mostrados somente as tarifas dos agentes 2 e 3:

Tabela B.6 – Alocação Shapley com “subdivisão” de agentes

ordem	$\tau(2a)$	$\tau(2b)$	$\tau(3)$
2a,2b,3	1	7	19
2a,3,2b	1	19	7
3,2a,2b	7	19	1
3,2b,2 ^a	19	7	1

2b,2a,3	7	1	19
2b,3,2a	19	1	7
mean	9	9	9

Observa-se que, como desejado, a tarifa p.u. é a mesma para ambos os agentes.

B.6.3 Interpretação geométrica do esquema Shapley modificado

O esquema Shapley modificado também pode ser interpretado como uma média sobre trajetórias no espaço de agentes, só que agora há mais trajetórias possíveis. A Figura B.4 ilustra duas possíveis trajetórias para um sistema onde há dois agentes que foram subdivididos em vários “sub-agentes”.

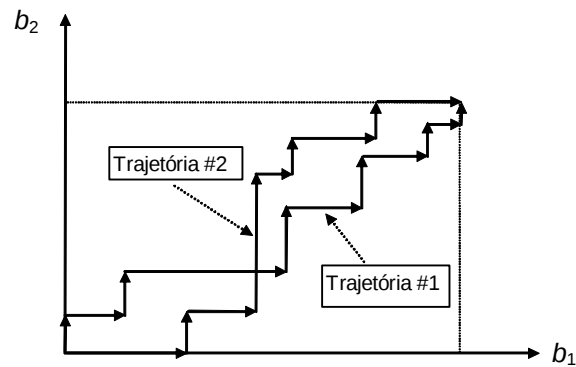


Figura B.4 – “Trajetórias” no esquema Shapley modificado

À primeira vista, um esquema semelhante ao descrito na seção B.5.2 poderia ser usado, ajustando-se o vetor de permutações para acomodar todos os “sub-agentes”. Entretanto, há uma alternativa mais eficiente que resulta quando o tamanho de cada sub-agente é infinitesimal. Esta alternativa, conhecida como Aumann-Shapley [6], será discutida a seguir.

B.7 Alocação Aumann-Shapley

B.7.1 Formulação

Suponha que o tamanho de cada sub-agente vai para zero, i.e. há uma divisão em um número infinito de sub-agentes. Neste caso, o esquema de Shapley modificado descrito na seção anterior pode ser simplificado em dois aspectos importantes:

- a) suponha que uma fração b^* de todos os agentes já entrou no sistema, e que uma partição ε_i do agente i é a próxima a entrar. O incremento do custo de serviço se reduz neste caso ao custo *marginal*, isto é

$$\begin{aligned}\Delta S(b^*, \varepsilon_i) &= S(b^*, \varepsilon_i) - S(b^*) \\ &\approx \left. \frac{\partial S(b)}{\partial b_i} \right|_{b=b^*} \times \varepsilon_i\end{aligned}\tag{B.9}$$

- b) como mostra a Figura B.5, todas as trajetórias sorteadas *convergem* para uma *única* trajetória, que corresponde à “diagonal” do espaço de agentes.

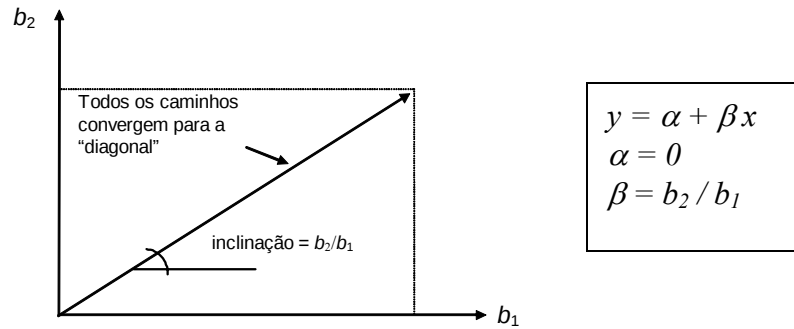


Figura B.5 – Trajetórias no espaço de agentes quando o tamanho dos sub-agentes vai para zero

A razão é que a probabilidade de sortear um sub-agente passa a ser igual à *razão* entre os tamanhos dos agentes. Por exemplo, se o agente 1 tem tamanho $b_1 = 3$ e o agente 2 tem tamanho $b_2 = 5$, a razão entre as partições sorteadas será 3:5. A probabilidade de uma proporção diferente se reduz a zero à medida que cresce o número de sub-agentes

Conclui-se que o esquema se reduz a uma integral de linha da função de custo, onde todos os agentes entram no sistema simultaneamente, seguindo uma mesma proporção dos respectivos tamanhos:

$$T_i = b_i \times \int_0^1 \frac{\partial S(\lambda b)}{\partial b_i} d\lambda \quad (\text{B.10})$$

onde λ é o parâmetro de integração. O esquema de alocação (B.10) is conhecido como Aumann-Shapley, e tem as propriedades desejadas de recuperar o custo e induzir a eficiência econômica.

ANEXO C – IMPLEMENTAÇÃO DO AUMANN-SHAPLEY

A seguir encontra-se a implementação da formulação para o caso de geradores. No caso de consumidores, um processo semelhante por ser feito.

Por facilidade de apresentação, repete-se a seguir a formulação de $z(\lambda)$ apresentada na equação (6.14):

$$z(\lambda) = \text{Min} \quad \sum_{k=1}^K c_k \times \sum_{i=1}^n |\beta_{ki} (\lambda g_i - \delta_i)| \quad (\text{C.1a})$$

sujeito a

$$\sum_{i=1}^n \delta_i = \sum_{i=1}^n \lambda g_i \quad (\text{C.1b})$$

$$\delta_i \leq d_i \quad (\text{C.1c})$$

O primeiro passo para a implementação é substituir o valor absoluto na função objetivo. Isto é feito representando a variável de fluxo f_k – que pode assumir tanto valores positivos como negativos - como a diferença entre duas variáveis não negativas:

$$f_k^+ - f_k^- = \sum_{i=1}^n \beta_{ki} (\lambda g_i - \delta_i) \quad \text{para } k = 1, \dots, K \quad (\text{C.2})$$

onde

$$f_k^+ \times f_k^- = 0$$

$$f_k^+ \text{ e } f_k^- \geq 0$$

Substituindo (C.2) em (C.1), obtém-se:

$$z(\lambda) = \text{Min} \quad \sum_{k=1}^K c_k \times (f_k^+ + f_k^-) \quad (\text{C.3a})$$

sujeito a

$$\sum_{i=1}^n \delta_i = \sum_{i=1}^n \lambda g_i \quad (C.3b)$$

$$\delta_i \leq d_i \quad \text{para } i = 1, \dots, n \quad (C.3c))$$

$$f_k^+ - f_k^- + \sum_{i=1}^n \beta_{ki} \delta_i = \sum_{i=1}^n \beta_{ki} \lambda g_i \quad \text{para } k = 1, \dots, K \quad (C.3d)$$

Aplicando a igualdade Primal-Dual a (C.3), obtém-se:

$$z(\lambda) = \lambda \times \pi_d \times \left(\sum_{i=1}^n g_i \right) + \sum_{i=1}^n \pi_{di} \times d_i + \lambda \times \sum_{k=1}^K \pi_{fk} \times \sum_{i=1}^n \beta_{ki} g_i \quad (C.4)$$

onde π_d , π_{di} e π_{fk} são os multiplicadores associado respectivamente às restrições (C.3b), (c) e (d).

Se houver um aumento de $\Delta\lambda$ no valor do parâmetro que seja pequeno o suficiente para não mudar os multiplicadores, tem-se que:

$$\Delta z = z(\lambda + \Delta\lambda) - z(\lambda) = \Delta\lambda \times \pi_d \times \left(\sum_{i=1}^n g_i \right) + \Delta\lambda \times \sum_{k=1}^K \pi_{fk} \times \sum_{i=1}^n \beta_{ki} g_i \quad (C.5)$$

A equação (C.5) leva à alocação de Δz para cada segmento λg_i :

$$\Delta z / \Delta\lambda g_i = \pi_d + \sum_{k=1}^K \pi_{fk} \times \sum_{i=1}^n \beta_{ki} \quad (C.6)$$

O processo se repete para cada $\Delta\lambda$, onde a cada novo segmento se recupera a base da solução ótima anterior e se re-otimiza o problema correspondente com o algoritmo dual simplex. Dessa maneira, os encargos por uso de transmissão T_i de cada gerador podem ser obtidos através a integral dos custos incrementais Δz para cada segmento $\Delta\lambda$. Supondo-se uma discretização de λ em m segmentos iguais a $1/m$, essa integral se apresenta como:

$$T_i = \sum_{q=1}^m (\Delta z / \Delta \lambda g_i)_q \times (g_i / m) \quad (C.7)$$

Aplicando (C.6) em (C.7) tem-se:

$$T_i = (g_i / m) \times \sum_{q=1}^m (\pi_d + \sum_{k=1}^K \pi_{fk} \times \sum_{i=1}^n \beta_{ki})_q \quad (C.8)$$

ANEXO D – MÉTODO EXTENT OF USE: ANÁLISE ILUSTRATIVA

Esse capítulo apresenta de forma ilustrativa a influência da escolha da barra de referência nos cálculos de tarifas de transmissão no método Extent of Use, conforme discutido na seção 7.1.4.

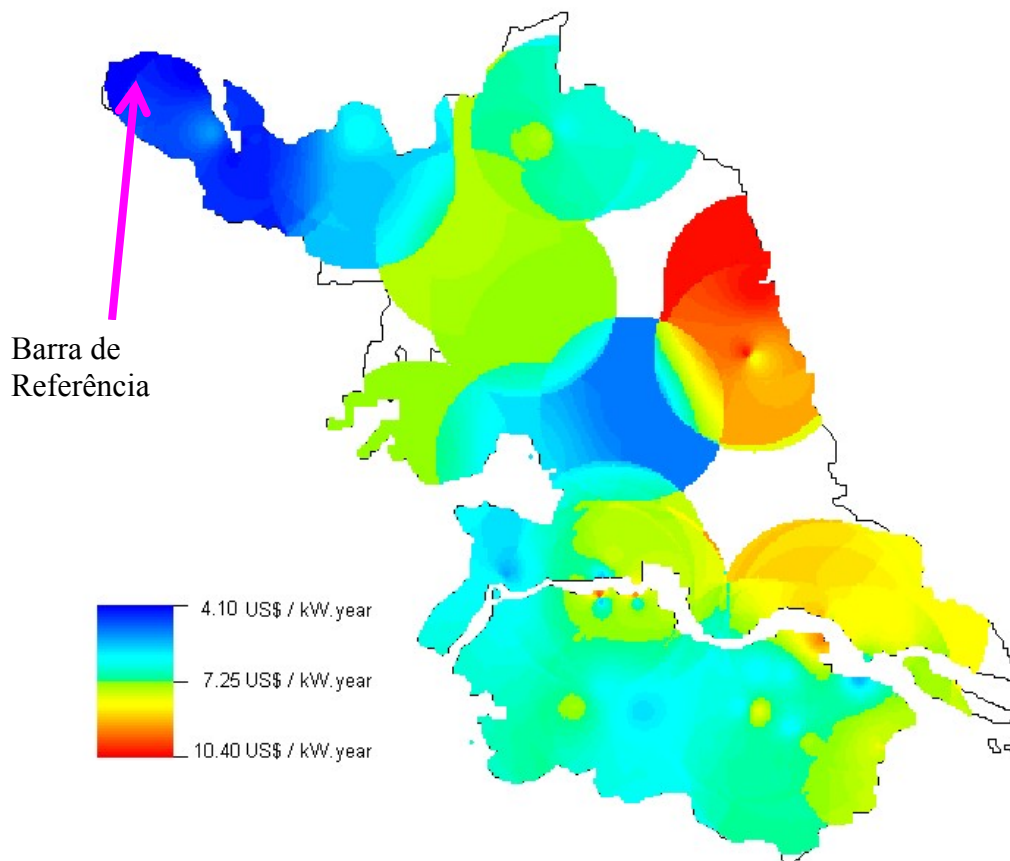


Figura D.1 – Extent of Use – Tarifas de Transmissão de geradores (1)

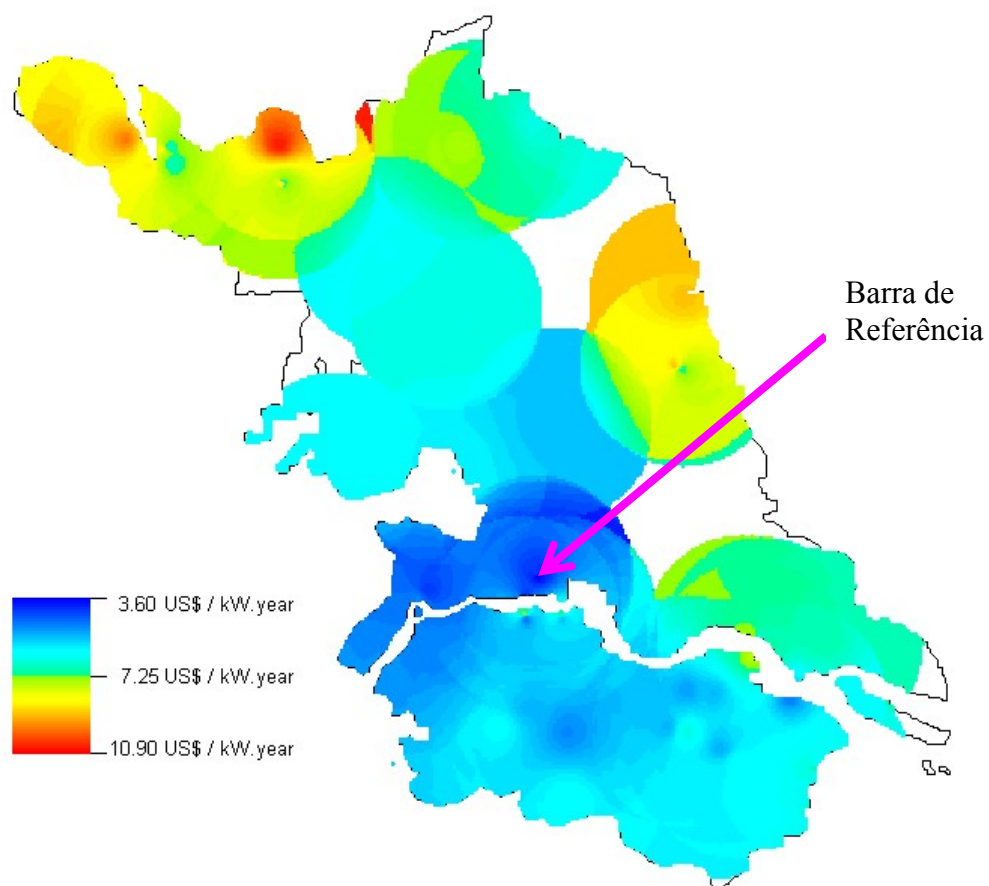


Figura D.2 – Extent of Use – Tarifas de Transmissão de geradores (2)

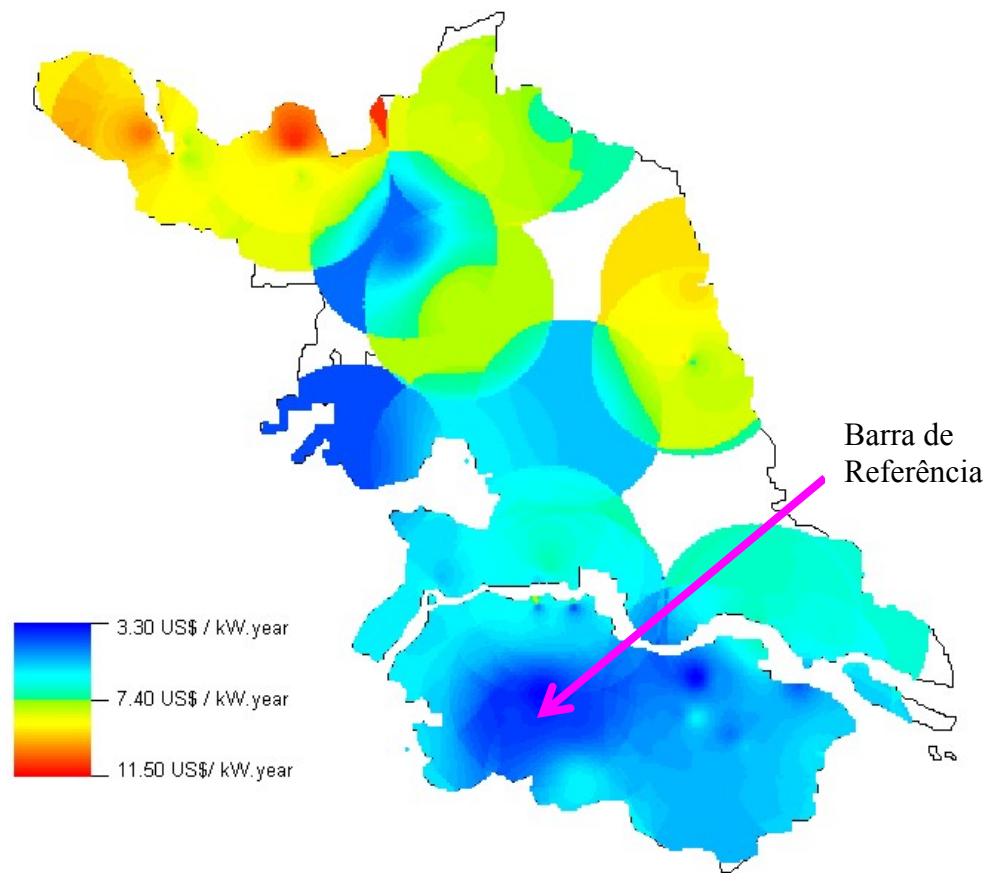


Figura D.3 – Extent of Use – Tarifas de Transmissão de geradores (3)

ANEXO E – RESULTADOS OBTIDOS

E.1 Estudo de Caso de Jiangsu

A tabela a seguir apresenta as tarifas dos geradores e os encargos anuais obtidos para os distintos métodos.

Tarifas de Geração						
Gerador	Tarifas (US\$/kW/ano)			Encargos (kUS\$/ano)		
	Nodal	Extent of Use	A. Shapley	Nodal	Extent of Use	A. Shapley
Bijiduan	2.35	6.25	4.69	3812.53	10160.78	7628.85
Chachengjiduan	13.20	6.70	8.75	3694.95	1876.05	2449.15
Changshuerqijiduan	4.32	5.95	5.10	5189.86	7145.47	6120.17
Changshujiduan	3.25	6.20	4.51	3901.58	7435.73	5416.99
Datunjizu	7.94	5.41	4.47	2144.19	1459.73	1206.91
Hedianjiduan	9.61	7.00	9.65	19217.99	13999.16	19300.34
Huaiyinjiduan	8.81	7.75	6.90	3876.03	3408.76	3036.62
Huajingji	4.11	6.75	5.16	2632.07	4318.68	3304.57
Huanenghuaiyinxinji	8.82	7.75	6.91	5818.79	5117.31	4558.65
Huanengsuzhoujiduan	2.95	7.48	4.61	1767.65	4489.86	2765.40
Huayujiduan	6.03	9.29	5.19	1507.77	2321.50	1298.09
Jiangyinredianchangjiduan	7.13	8.08	4.80	3920.99	4445.03	2639.68
Jiawangjiduan	15.39	7.58	10.43	8311.04	4092.31	5634.34
Jigaijiduan	5.94	9.26	6.56	3920.37	6108.55	4329.44
Ligangjiduan	5.33	6.55	5.25	7465.51	9166.55	7346.39
Ligangsanqijiduan	5.27	6.59	6.69	6328.64	7906.68	8030.42
Maanshan500	7.25	7.03	7.98	811.99	787.13	893.28
Nanreji	2.64	5.85	4.03	1015.34	2252.58	1552.61
Nantongerjiduan	4.53	8.20	5.40	3170.24	5740.30	3782.11
Nantongyijiduan	4.49	8.02	5.44	3141.83	5615.01	3807.38
Pengchengdianchangerqijiduan	10.52	4.82	10.86	6946.09	3177.92	7166.15
Pengchengjiduan	12.46	5.65	7.91	7474.00	3392.21	4743.39
Qichangjiduan	3.71	6.51	4.46	1632.87	2863.18	1964.15
Qichangranjijiduan	4.30	6.46	4.74	3355.12	5035.62	3695.04
Shahejiduan	5.38	6.67	4.80	538.29	667.12	479.56
Shazhoujiduan	5.47	7.99	5.45	6558.76	9583.87	6534.08
Sheyangjiduan	9.14	10.40	6.54	4751.18	5410.50	3401.80
Suqianjiduan	7.20	7.31	5.68	1943.00	1973.11	1533.96
Suyuan300jiduan	3.94	6.98	5.37	2601.35	4608.61	3543.18
Taican6jiduan	3.99	5.95	4.77	4788.08	7145.47	5718.40
Taicanjiduan	4.44	8.40	5.73	1197.94	2266.76	1547.64
Taicansanqijiduan	4.44	8.40	5.74	2930.42	5544.97	3785.86
Taicanxinjiduan	4.44	8.40	5.74	2930.42	5544.97	3785.86
Tianshenggang300jiduan	5.30	8.70	5.72	3495.84	5742.76	3778.02
Tianshenggangjiduan	5.42	8.80	5.91	2711.74	4399.89	2952.86
Wangtingjiduan	2.70	7.34	4.28	1618.32	4405.70	2565.56
Wangtingranjijiduan	2.70	7.34	4.27	2102.66	5724.25	3333.39
Xiagangsanqijiduan	6.78	7.68	4.91	4473.14	5070.97	3241.95
Xiaguanji	2.54	6.73	4.20	635.13	1682.52	1050.31
Xinhaijiduan	6.90	7.08	5.44	3036.79	3113.27	2394.70

Tarifas de Geração						
Gerador	Tarifas (US\$/kW/ano)			Encargos (kUS\$/ano)		
	Nodal	Extent of Use	A. Shapley	Nodal	Extent of Use	A. Shapley
Xinhaikuoqianjidian	8.68	7.92	7.45	5731.33	5226.50	4915.37
Xutangerjidian	10.41	5.77	10.67	6873.40	3807.11	7039.81
Xutangjidian	9.99	6.94	6.52	5994.77	4164.17	3914.10
Xuzhouerqijidian	10.43	4.72	10.77	6885.11	3116.95	7105.16
Xuzhoujidian	11.93	5.57	7.99	17066.90	7962.45	11419.47
Yanchengdianchangjidian	8.83	10.36	5.98	1192.21	1398.87	807.13
Yanchengxinji	6.94	8.02	6.01	1873.64	2165.24	1622.38
Yangchengji	15.94	4.10	15.93	33477.38	8605.27	33460.94
Yangerchangjidian	7.68	6.13	8.18	9216.70	7358.21	9820.91
Yangzhou600jidian	6.65	7.85	5.90	3991.61	4709.46	3540.19
Yangzhoujidian	7.24	7.87	5.07	3184.58	3464.34	2232.49
Yidijidian	2.96	6.81	4.53	799.53	1837.77	1224.06
Yixingjidian	3.89	6.83	4.29	1050.62	1844.19	1158.96
Zhangranjidian	3.94	6.53	4.67	3074.36	5092.72	3643.64
Zhengping500	5.91	6.10	6.84	11815.35	12203.50	13674.10
Zhenjiang500jidian	6.53	6.24	7.80	7833.41	7484.77	9361.34
Zhenjiangjidian	6.54	9.85	6.75	3530.66	5319.69	3646.63
Total				280962.10	280962.06	280903.93

Tabela E.1 – Tarifas de Geração para Jiangsu

E.2 Estudo de Caso do Brasil

Tarifas de Geração (US\$/kW.ano)				
Usinas	Met. Brasil	Nodal	Extent of Use	A. Shapley
ANGRA	0.761	0.164	0.625	0.790
LBARRETO	1.296	0.559	0.663	1.001
FURNAS	1.151	0.419	0.633	0.913
ITUMBIARA	1.557	1.181	0.765	1.468
MARIMBONDO	1.411	0.907	0.651	1.412
P.COLOMBIA	0.888	0.366	0.418	0.786
S.CRUZ	0.716	-0.122	0.510	0.579
CORUMBA	1.283	1.185	0.895	1.383
S.MESA	1.416	1.432	1.034	1.477
EMBORCACAO	1.708	0.944	0.786	1.229
S.SIMAO	1.014	1.311	0.698	1.605
T.MARIAS	0.791	0.434	0.977	0.743
H.BORDEN	2.979	0.186	0.447	0.657
A.VERMELHA	1.127	0.925	0.490	1.208
I.SOLTEIRA	1.309	0.742	0.205	1.249
P.PRIMAVERA	1.006	0.911	0.535	1.328
GBMUNHOZ	2.335	1.083	1.108	1.233
ARAUCARIA	0.680	0.704	1.041	0.831
G.P.SOUZA	0.914	0.370	1.183	0.617
S.CAXIAS	1.855	1.470	1.450	1.347
GNBRAGA	1.875	1.163	1.173	1.332
ITA	1.898	1.448	1.460	1.466
J.LACERDA	0.753	1.050	1.498	0.757

Tarifas de Geração (US\$/kW.ano)				
Usinas	Met. Brasil	Nodal	Extent of Use	A. Shapley
MACHADINHO	1.886	1.334	1.347	1.287
S.OSORIO	1.403	1.163	1.545	1.035
S.SANTIAGO	1.778	1.247	1.242	1.434
GARABI	1.177	1.537	1.626	1.519
ITAIPU	0.830	0.319	0.480	0.902
P.MEDICI	1.103	1.576	2.716	1.188
N.FLUMINENSE	0.748	0.086	0.757	0.829
ELETROBOLT	0.698	-0.091	0.506	0.599
P.AFONSO	1.793	2.922	2.834	1.707
L.GONZAGA	1.373	2.961	2.679	1.784
XINGO	1.374	3.046	2.841	1.829
FORTALEZA	0.879	2.025	2.633	0.919
ITAPEBI	1.674	1.658	2.984	0.986
SOBRADINHO	1.727	2.717	2.408	1.619
TUCURUI	1.993	3.394	2.438	1.853
LAJEADO	1.316	2.085	1.408	1.940

Tabela E.2 – Tarifas de Geração para o caso brasileiro