

JUAN CARLOS MORALES RUIZ

**ALOCAÇÃO DO CUSTO DE CONGESTIONAMENTO DE
SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA VIA TEORIA DOS JOGOS
COOPERATIVOS**

**FLORIANÓPOLIS
1999**

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

**ALOCAÇÃO DO CUSTO DE CONGESTIONAMENTO DE
SISTEMAS DE TRANSMISSÃO VIA TEORIA DOS JOGOS
COOPERATIVOS**

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

JUAN CARLOS MORALES RUIZ

FLORIANÓPOLIS, DEZEMBRO DE 1999

ALOCAÇÃO DO CUSTO DE CONGESTIONAMENTO DE SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA VIA TEORIA DOS JOGOS COOPERATIVOS

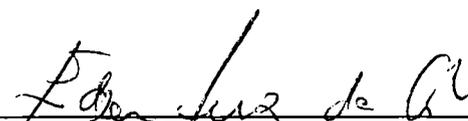
JUAN CARLOS MORALES RUIZ

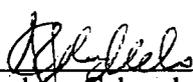
‘Esta Dissertação foi julgada adequada para obtenção do Título de Mestre em Engenharia Elétrica, Área de Concentração em Planejamento de Sistemas de Energia Elétrica em que foi realizado o trabalho, e aprovada em sua forma final pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Catarina.’


Prof. Edson Luiz da Silva, Dr. Eng.
Orientador


Prof. Idemar Cassana decker, D. Sc.
Coordenador do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

Banca Examinadora:


Prof. Edson Luiz da Silva, Dr. Eng.
Presidente


Dr. Albert Cordero Geber de Melo, D. Sc.
CEPEL


Prof. Roberto de Souza Salgado, Ph. D.

AGRADECIMENTOS

- Ao mestre Luiz Edson da Silva, pela dedicação, amizade e excelente orientação dispensadas ao longo deste trabalho. Muito obrigado pela sua disposição e apoio incondicional, que me aportaram tanto e ajudaram fazer realidade esta dissertação.
- À CAPES, pelo suporte financeiro para a elaboração desta dissertação.
- À Interconexión Eléctrica S.A (ISA), pelo apoio institucional e financeiro.
- A todos os colegas da UFSC, que de alguma forma contribuíram para a realização deste trabalho, e em especial a Laboratório de Planejamento de Sistemas de Energia Elétrica – LabPlan.
- A Elizabeth e a toda minha família que, apesar da distância, seu amor, companhia e apoio sempre estiveram junto comigo.
- A Deus, pela vida que nos permite fazer realidade nossos projetos.

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

ALOCAÇÃO DO CUSTO DE CONGESTIONAMENTO DE SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA VIA TEORIA DOS JOGOS COOPERATIVOS

JUAN CARLOS MORALES RUIZ

Dezembro/1999

Orientador: Prof. Edson Luiz da Silva, Dr. Eng.

Área de Concentração: Planejamento de Sistemas de Energia Elétrica.

Palavras-chave: Congestionamento, alocação de custos, teoria dos jogos.

Número de Páginas: 117 (Cento dezessete)

O presente trabalho aborda o problema de administração dos custos de congestionamento de sistemas de transmissão para mercados de energia elétrica sob competição, examinando-se basicamente dois enfoques para o tratamento destes custos. O primeiro é baseado na fixação de preços nodais e o segundo na fixação de preços zonais.

A dissertação está orientada ao desenvolvimento de uma metodologia para a alocação do custo de congestionamento intra-zonal para um modelo de mercado *Pool*. Tipicamente, este custo tem sido alocado de acordo com regras simples que não obedecem as propriedades teóricas de alocação eficiente de custos. Neste trabalho é proposta uma metodologia de alocação do custo que obedece a estas propriedades baseada na teoria dos jogos cooperativos de Aumann-Shapley, desenvolvida sob uma estratégia zonal, coerentemente com os processos de alívio e cálculo do custo de congestionamento.

A metodologia proposta se apoia no cálculo da componente do custo de congestionamento dos preços nodais, que tratada pelo método de Aumann-Shapley permite a recuperação exata do custo do serviço para alívio de congestionamento.

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

**CONGESTION COST ALLOCATION OF POWER SYSTEMS BY
COOPERATIVE GAME THEORY
JUAN CARLOS MORALES RUIZ**

December /1999

Advisor: Prof. Edson Luiz da Silva, Dr. Eng.

Area of Concentration: Planning in Electrical Energy Systems.

Keywords: Congestion, allocation cost, game theory

Number of Pages: 117 (One hundred and seventeen)

The present dissertation studies the management of the transmission congestion costs in a competitive electricity market. This work examines two approaches for dealing with these costs. The first is based on a zonal approach and the second is based on a nodal pricing framework for the pool market model.

This work focuses the development of a methodology for allocating the intra-zonal congestion costs in a pool market model. Usually, these costs have been allocated in accordance to simple rules, not satisfying the theoretical properties of the efficient cost allocation. This methodology proposes the costs allocation taking into account these properties, based on Aumann-Shapley cooperative games theory, using a zonal strategy and considering the process of relieve and calculation congestion cost.

The developed methodology is supported by the calculation the congestion cost component of the optimal nodal prices, that treated by Aumann-Shapley method allows the exact accurate of the congestion relief cost service.

SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS	VIII
LISTA DE TABELAS.....	IX
CAPÍTULO 1. INTRODUÇÃO	1
1.1 MOTIVAÇÃO	1
1.2 OBJETIVOS.....	1
1.3 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO	2
CAPÍTULO 2. MERCADOS DE ENERGIA ELÉTRICA SOB COMPETIÇÃO	4
2.1 INTRODUÇÃO.....	4
2.2 A REESTRUTURAÇÃO DA INDÚSTRIA DE ENERGIA ELÉTRICA.....	5
2.3 ESTRUTURAS DE MERCADO SOB COMPETIÇÃO	7
2.3.1 <i>Correntes Básicas de Mercado</i>	7
2.3.2 <i>Modelo Pool</i>	7
2.3.3 <i>Modelo Bilateral</i>	10
2.3.4 <i>Modelo Pool / Bilateral</i>	11
2.4 A OPERAÇÃO DO SISTEMA DE ENERGIA ELÉTRICA (SEE) SOB COMPETIÇÃO.....	12
2.5 OS SERVIÇOS DO SISTEMA	15
2.6 SERVIÇOS ANCILARES.....	16
2.7 CONCLUSÕES.....	21
CAPÍTULO 3. CONGESTIONAMENTO DE SISTEMAS DE TRANSMISSÃO.....	22
3.1 INTRODUÇÃO.....	22
3.2 O PROBLEMA DE CONGESTIONAMENTO EM SISTEMAS DE TRANSMISSÃO.....	23
3.2.1 <i>Aspectos Econômicos do Congestionamento</i>	23
3.2.2 <i>Protocolos de administração do congestionamento</i>	24
3.3 TRATAMENTO DO CONGESTIONAMENTO - MODELO <i>POOL</i>	26
3.3.1 <i>Sistema Teste</i>	26
3.3.2 <i>Cálculo do Sobre-custo Operativo</i>	28
3.3.3 <i>Tratamento do Congestionamento em Mercado Pool com Fixação de Preços Nodais</i>	31
3.3.4 <i>Tratamento do Congestionamento em Estrutura de Mercado Pool com Fixação de Preços Baseado no PMS</i>	33
3.4 CONCLUSÕES.....	35
CAPÍTULO 4. ADMINISTRAÇÃO DO CONGESTIONAMENTO DE SISTEMAS DE TRANSMISSÃO.....	37
4.1 INTRODUÇÃO.....	37
4.2 ALÍVIO DO CONGESTIONAMENTO	38
4.3 CÁLCULO DO CUSTO DE CONGESTIONAMENTO	40
4.3.1 <i>Aspectos Gerais</i>	40
4.3.2 <i>Cálculo do Custo do Congestionamento Inter-zonal</i>	41
4.3.3 <i>Cálculo do Custo do Congestionamento Intra-zonal</i>	44
4.4 CONCLUSÕES.....	47
CAPÍTULO 5. METODOLOGIA PARA ALOCAÇÃO DO CUSTO DE CONGESTIONAMENTO INTRA-ZONAL.....	48
5.1 INTRODUÇÃO.....	48
5.2 ALTERNATIVAS DE ALOCAÇÃO DE CUSTOS	51
5.2.1 <i>Alocação Via Custos Marginais</i>	51
5.2.2 <i>Alocação Via Pro Rata</i>	54

5.3	ALOCAÇÃO VIA TEORIA DOS JOGOS COOPERATIVOS	55
	5.3.1 <i>Aspectos Gerais</i>	55
	5.3.2 <i>Metodologia de AS Aplicada ao Problema de Alocação do Custo de Congestionamento Intra-Zonal</i>	56
5.4	APLICAÇÃO DO MÉTODO DE ALOCAÇÃO DE AS AO SISTEMA TESTE.....	59
5.5	EXTENSÃO DO MÉTODO DE AS A MERCADOS DE ENERGIA ELÉTRICA COM FIXAÇÃO DE PREÇOS NODAIS	62
5.6	MOTIVAÇÃO PARA ALOCAÇÃO DO CUSTO DE CONGESTIONAMENTO ÀS CARGAS	64
5.7	CONCLUSÕES.....	66
CAPÍTULO 6. APLICAÇÃO DA METODOLOGIA PROPOSTA		67
6.1	INTRODUÇÃO.....	67
6.2	DEFINIÇÃO DE ZONAS PARA A ADMINISTRAÇÃO DO CONGESTIONAMENTO.....	67
6.3	ALOCAÇÃO DO CUSTO DE CONGESTIONAMENTO PARA UM SISTEMA COM VÁRIAS ZONAS.....	76
6.4	APLICAÇÃO DO MÉTODO AO SISTEMA DA IEEE DE 118 BARRAS.....	78
6.5	EXTENSÃO DO MÉTODO DE AS A MERCADOS COM PREÇOS NODAIS.....	80
6.6	CONCLUSÕES.....	82
CAPÍTULO 7. CONCLUSÕES		84
8.	ANEXOS	87
8.1	TEORIA DOS JOGOS NÃO ATÔMICOS DE AUMANN-SHAPLEY.....	87
	8.1.1 <i>Desenvolvimento Matemático</i>	87
	8.1.2 <i>Propriedades da Metodologia de Aumann-Shapley</i>	91
8.2	PARÂMETROS E VALORES DE AUMANN-SHAPLEY PARA O SISTEMA DE 118 BARRAS.....	95
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS		104

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 2.1 – PONTO DE EQUILÍBRIO NO MERCADO <i>SPOT</i>	9
FIGURA 2.2 – ESTRUTURA DE MERCADO DA CALIFÓRNIA	12
FIGURA 2.3 – DESPACHO PROGRAMADO E REAL	15
FIGURA 2.4 – DESAGREGAÇÃO DO PRODUTO FINAL – PONTO DE CONSUMO	15
FIGURA 2.5 – ATUAÇÃO DO SERVIÇO DE CONTENÇÃO E RECUPERAÇÃO DE FREQUÊNCIA	18
FIGURA 2.6 – PROGRAMAÇÃO DA RESERVA OPERATIVA	19
FIGURA 3.1 – COMPOSIÇÃO DOS PREÇOS NODAIS.....	22
FIGURA 3.2 – EFEITO DO CONGESTIONAMENTO.....	24
FIGURA 3.3 – CONGESTIONAMENTO INTER-ZONAL.....	25
FIGURA 3.4 – SISTEMA TESTE	27
FIGURA 3.5 – DESPACHO IRRESTRITO SISTEMA TESTE.....	28
FIGURA 3.6 – DESPACHO RESTRITO SISTEMA	29
FIGURA 3.7 – SOBRE-CUSTO OPERATIVO DO SISTEMA.....	30
FIGURA 4.1 – ALÍVIO DO CONGESTIONAMENTO - BASE ZONAL OIS.....	38
FIGURA 4.2 – CÁLCULO DO CUSTO DE CONGESTIONAMENTO - BASE ZONAL MAE.....	41
FIGURA 4.3 – SEE DE DUAS ZONAS - LIMITE DE INTERCÂMBIO INTER-ZONAL	42
FIGURA 4.4 – SEE ZONA 1 – TRATAMENTO CONGESTIONAMENTO INTRA-ZONAL	45
FIGURA 5.1 – SISTEMA COM DUAS CARGAS.....	50
FIGURA 5.2 – CÁLCULO DO CUSTO UNITÁRIO DE AS PARA A BARRA <i>K</i>	57
FIGURA 5.3 – COMPORTAMENTO CUSTOS UNITÁRIOS DE AS.....	61
FIGURA 6.1 – SISTEMA TESTE PARA DEFINIÇÃO DE ZONAS	67
FIGURA 6.2 – DEFINIÇÃO DE DUAS ZONAS NO SISTEMA	71
FIGURA 6.3 – COMPORTAMENTO DOS PREÇOS NODAIS FPO VERSUS PREÇOS NODAIS AS	82
FIGURA 8.1 – PARTIÇÕES DAS TRANSAÇÕES.....	88
FIGURA 8.2 – CAMINHO CORRESPONDENTE A ABA.....	89

LISTA DE TABELAS

TABELA 3.1 – RESULTADO DO DESPACHO IRRESTRITO SISTEMA TESTE	28
TABELA 3.2 – RESULTADOS DO DESPACHO RESTRITO SISTEMA TESTE.....	29
TABELA 3.3 – CÁLCULO DO SOBRE-CUSTO OPERATIVO DO SISTEMA TESTE.....	31
TABELA 3.4 – PAGAMENTOS BARRAS DE GERAÇÃO	31
TABELA 3.5 – PAGAMENTOS BARRAS DE CARGA.....	31
TABELA 3.6 – CUSTO DE CONGESTIONAMENTO MÉTODO NODAL.....	32
TABELA 3.7 – BALANÇO DE PAGAMENTOS NO MAE - GERADORES.....	33
TABELA 3.8 – BALANÇO DE PAGAMENTOS NO MAE - CARGAS.....	33
TABELA 3.9 – PROCESSO DE RECONCILIAÇÃO SISTEMA TESTE.....	34
TABELA 3.10 – BALANÇO FINAL GERADORES	35
TABELA 3.11 – BALANÇO FINAL CARGAS.....	35
TABELA 4.1 – DISPONIBILIDADES REAIS GERADORES ZONA 1 E 2.....	42
TABELA 4.2 – DEMANDAS REAIS ZONA 1 E 2.....	42
TABELA 4.3 – PROGRAMAÇÃO ÓTIMA IRRESTRITA SEM LIMITES DE INTERCÂMBIO	43
TABELA 4.4 – PROGRAMAÇÃO ÓTIMA IRRESTRITA COM LIMITES DE INTERCÂMBIO	43
TABELA 4.5 – PROGRAMAÇÃO <i>EX-POST</i> IRRESTRITA COM LIMITES DE INTERCÂMBIO.....	44
TABELA 4.6 – DIFERENÇAS ENTRE DESPACHOS DE GERAÇÃO DA ZONA 1	45
TABELA 4.7 – PROCESSO DE RECONCILIAÇÃO ZONA 1.....	46
TABELA 4.8 – RECEITA GERADORES ZONA 1	46
TABELA 5.1 – PROGRAMAÇÃO IRRESTRITA.....	50
TABELA 5.2 – PROGRAMAÇÃO RESTRITA.....	50
TABELA 5.3 – PROCESSO DE RECONCILIAÇÃO.....	51
TABELA 5.4 – FLUXO DE PAGAMENTOS VIA PREÇOS NODAIS (30MW).....	51
TABELA 5.5 – PROGRAMAÇÃO IRRESTRITO 32MW DE CARGA	53
TABELA 5.6 – PROGRAMAÇÃO RESTRITA 32MW DE CARGA	53
TABELA 5.7 – FLUXO DE PAGAMENTOS VIA PREÇOS NODAIS (32MW).....	53
TABELA 5.8 – ALOCAÇÃO DO CUSTO DE CONGESTIONAMENTO <i>PRO RATA</i>	54
TABELA 5.9 – ALOCAÇÃO DO CUSTO <i>PRO RATA</i> (32MW).....	55
TABELA 5.10 – CUSTOS UNITÁRIOS DE AS	60
TABELA 5.11 – ALOCAÇÃO SOBRE-CUSTO OPERATIVO VIA AS.....	60
TABELA 5.12 – ALOCAÇÃO SOBRE-CUSTO OPERATIVO VIA AS – 32MW DE CARGA.....	61
TABELA 5.13 – PREÇOS NODAIS AS (\$/MWH)	63
TABELA 5.14 – PAGAMENTOS CARGAS	63
TABELA 5.15 – BALANÇO NO MAE – GERADORES.....	64
TABELA 5.16 – BALANÇO NO MAE – CARGAS	64

TABELA 5.17 – RECEITA FINAL DOS GERADORES – DUAS ZONAS	64
TABELA 5.18 – PROPRIEDADES DOS MÉTODOS DE ALOCAÇÃO DO CUSTO DE CONGESTIONAMENTO	66
TABELA 6.1 – DADOS DE BARRAS	68
TABELA 6.2 – DADOS DE LINHAS	68
TABELA 6.3 – PROGRAMAÇÃO IRRESTRITA – ZONA ÚNICA	68
TABELA 6.4 – BALANÇO NO MAE – GERADORES	69
TABELA 6.5 – BALANÇO NO MAE – CARGAS	69
TABELA 6.6 – PROGRAMAÇÃO RESTRITA – ZONA ÚNICA	69
TABELA 6.7 – CÁLCULO DO SOBRE-CUSTO OPERATIVO – ZONA ÚNICA	70
TABELA 6.8 – RECEITA DOS GERADORES – ZONA ÚNICA	70
TABELA 6.9 – DESPACHO PARA CÁLCULO DOS PREÇOS MARGINAIS DAS ZONAS 1 E 2	71
TABELA 6.10 – PROGRAMAÇÃO IRRESTRITA	72
TABELA 6.11 – RECEITA FINAL DOS GERADORES SISTEMA DE DUAS ZONAS	72
TABELA 6.12 – PAGAMENTO FINAL DAS CARGAS SISTEMA DE DUAS ZONAS	72
TABELA 6.13 – DIFERENÇAS DE PAGAMENTOS DE ACORDO À DEFINIÇÃO DE ZONAS	73
TABELA 6.14 – ALOCAÇÃO SOBRE-CUSTO OPERATIVO VIA AS – ZONA ÚNICA	75
TABELA 6.15 – PAGAMENTO DAS CARGAS – ZONA ÚNICA	75
TABELA 6.16 – DESPACHO REAL DO SISTEMA SOB BASE ZONAL	77
TABELA 6.17 – CÁLCULO DO SOBRE-CUSTO OPERATIVO ZONA 1	77
TABELA 6.18 – ALOCAÇÃO SOBRE-CUSTO OPERATIVO VIA AS – ZONA 1	78
TABELA 6.19 – GERAÇÕES SISTEMA DE 118 BARRAS	79
TABELA 6.20 – SOBRE-CUSTO OPERATIVO SISTEMA DE 118 BARRAS	80
TABELA 6.21 – PAGAMENTOS BARRAS DE GERAÇÃO	80
TABELA 6.22 – PAGAMENTOS BARRAS DE CARGA PREÇOS NODAIS	81
TABELA 6.23 – CUSTOS MARGINAIS MODIFICADOS POR BARRA (\$/MWH)	81
TABELA 6.24 – PAGAMENTOS BARRAS DE CARGA PREÇOS NODAIS VIA AS	81
TABELA 8.1 – DADOS DE BARRAS SISTEMA DE 118 BARRAS	95
TABELA 8.2 – DADOS DE LINHAS DO SISTEMA DE 118 BARRAS	98
TABELA 8.3 – PAGAMENTOS CARGAS VIA AS SISTEMA DE 118 BARRAS	101

CAPÍTULO 1. INTRODUÇÃO

1.1 Motivação

A reestruturação da indústria de energia elétrica introduz a competição na geração e comercialização de energia elétrica através de um processo denominado de desverticalização, o qual é acompanhado do livre acesso à transmissão por parte das cargas e dos geradores do sistema. O livre acesso à transmissão é limitado devido a congestionamentos do sistema de transmissão, fazendo com que geradores eficientes não possam ser despachados plenamente, ocasionando incremento do custo operativo do sistema.

Nos mercados de energia elétrica baseados no modelo *Pool*, com fixação de preços da energia via preço marginal do sistema, sobre-custos operativos (“*uplift*”) são registrados devido às restrições do sistema de transmissão. Dado que estes sobre-custos devem ser repassados aos agentes do mercado, seguindo os princípios de eficiência econômica, propõe-se neste trabalho um modelo para a alocação destes baseado na teoria de jogos cooperativos não atômicos de Aumann-Shapley [1].

1.2 Objetivos

O presente trabalho tem como objetivo, desenvolver uma metodologia de alocação de custos de congestionamento intra-zonais que satisfaça as propriedades de aditividade, monotonicidade e defensibilidade, contemplando o requisito de eficiência econômica de forma que os agentes do mercado paguem pelo serviço realmente recebido. Tais propriedades constituem requisitos imprescindíveis a qualquer esquema de alocação de custos. Esta metodologia de alocação de custos é formulada considerando um sistema dividido em zonas, mantendo-se uma coerência entre o tratamento de alívio e cálculo do custo de congestionamento, resultando, portanto, em uma metodologia integrada para o

tratamento das restrições de transmissão inter-zonais e intra-zonais para um modelo de mercado *Pool*.

O método de alocação proposto pode ser aplicado diretamente tanto para modelos de mercado *Pool* que fixam o preço da energia via preço marginal do sistema, como para aqueles com fixação de preços marginais nodais. Os resultados obtidos demonstram a viabilidade prática e conceitual da metodologia proposta, sendo viável a sua consideração para aplicação em sistemas reais.

1.3 Estrutura da Dissertação

Esta dissertação está assim estruturada:

No Capítulo II são apresentadas as principais características das novas estruturas de mercado de energia elétrica sob competição, mostrando-se as possibilidades da introdução de competição na geração e comercialização de energia elétrica através da desverticalização da indústria de eletricidade e do livre acesso à transmissão das cargas e geradores do sistema. Mostra-se também, a influência das restrições do sistema de transmissão sobre o custo operativo do sistema.

No Capítulo III, é introduzido o conceito de congestionamento de sistemas de transmissão, introduzindo-se a idéia da administração do congestionamento baseado num enfoque zonal para o modelo de mercado *Pool* que fixa os preços da energia via preço marginal do sistema.

O Capítulo IV, com base no conceito zonal introduzido no Capítulo III, apresenta um mecanismo para a administração do congestionamento para um modelo de mercado *Pool* que fixa os preços da energia via preço marginal do sistema, salientando-se a necessidade de se garantir a coerência entre o processo de alívio e cálculo de custo do congestionamento.

No Capítulo V, aborda-se o problema central desta dissertação com base nos mecanismos definidos no capítulo anterior; isto é, a alocação do sobre-custo intra-zonal baseado nas propriedades de alocação eficiente de custos. Mostra-se uma extensão do método de alocação de AS para modelos de mercado *Pool* com fixação de preços nodais.

Por último, no Capítulo VI, são apresentadas as simulações e os resultados finais da aplicação da metodologia de alocação proposta.

CAPÍTULO 2. MERCADOS DE ENERGIA ELÉTRICA SOB COMPETIÇÃO

2.1 Introdução

A introdução de novas tecnologias na geração de energia elétrica tem reduzido as economias de escala, dando lugar a implementação de novas estruturas de mercado que incentivam a competição na geração e comercialização de energia na indústria elétrica. Este processo de reestruturação continua evoluindo, sendo possível encontrar no futuro diferentes estruturas daquelas atualmente em uso. Até o momento, as estruturas de mercado tem-se organizado em torno dos modelos *Pool* e Bilateral [2].

O sistema de transmissão desempenha um papel fundamental na implementação dos novos mercados de energia, pois é ele que permite que geradores mais eficientes alcancem o mercado, de modo que o consumidor final tenha acesso a um produto com menor custo.

Não obstante, as leis que governam o funcionamento de um sistema de transmissão, juntando com requisitos de segurança do sistema impõem restrições que impedem o despacho dos geradores de forma mais eficiente, o que causa acréscimo de custo ao consumidor final. Sem as restrições de transmissão, a geração atenderia o mercado a um único preço de equilíbrio (uma das características do mercado sob concorrência perfeita), tendo-se então intensa competição entre os agentes de geração.

As restrições do sistema de transmissão não constituem um problema novo. Em um ambiente competitivo, este problema antes tratado de forma muito simples agora passa a requisitar uma maior atenção tanto do ponto de vista técnico como econômico.

Esta dissertação tratará basicamente do problema de congestionamento de sistemas de transmissão, mas antes de se definir o problema, é preciso estabelecer o contexto sob o qual será estudado, isto é, a estrutura de mercado.

Neste capítulo estabelece-se o contexto sobre o qual será tratado o problema do congestionamento do sistema de transmissão. Na Seção 2.2, são apresentadas as características da reestruturação da indústria de energia elétrica. Em seguida, na Seção 2.3, as estruturas de mercado que se derivam do processo de reestruturação e que serão o ponto de partida do estudo do congestionamento. Na Seção 2.4, se apresentam as características da operação do sistema em um esquema de mercado sob competição e a necessidade de definir uma série de serviços necessários para a operação normal do sistema. Estes serviços são tratados na Seção 2.5, com especial ênfase aos serviços do sistema denominados de ancilares na Seção 2.6, pois são estes os que ocasionam sobre-custos a operação do sistema e do qual o serviço de congestionamento faz parte.

2.2 A Reestruturação da Indústria de Energia Elétrica

Por um longo tempo, a energia elétrica foi prestada sob condições de monopólio, geralmente por um ente do governo constituído verticalmente. Os investimentos na expansão do sistema eram providenciados e controlados através das autoridades de cada país. Os preços da eletricidade eram regulados e fixados, visando cobrir os custos de produção acrescido de um retorno estabelecido pelo próprio governo.

Atualmente, em uma escala global, a indústria de energia elétrica está sendo submetida a uma reestruturação sem precedentes cujo objetivo é a introdução da competição na geração e comercialização de energia elétrica. Estas mudanças estão sendo possíveis dada a presença de certos fatores como a redução das economias de escala das unidades de geração e o substancial incremento na capacidade de intercâmbio de potência entre mercados de diferentes áreas, regiões ou países.

O incremento no intercâmbio de potência entre mercados está sustentado no desenvolvimento da eletrônica de alta potência que permitiu o desenvolvimento de uma série de dispositivos, controláveis, com alta velocidade de resposta, e que contribuem significativamente no desempenho dinâmico do sistema. Entre tais dispositivos pode-se citar o compensador estático de reativo (CER), capacitor série controlado (CSC), defasador controlado a tiristor (DCT) e amortecedor de ressonância subsíncrona. O desenvolvimento desta tecnologia originou o conceito de FACTS (Flexible AC Transmission System). Os

objetivos básicos relacionados ao conceito de FACTS são o controle dos fluxos de potência e o carregamento seguro das linhas até a capacidade térmica máxima [3].

Em vários sistemas, o processo de reestruturação tem sido acompanhado pela privatização de ativos ao longo da cadeia geração, transmissão e distribuição. Em geral, a privatização tem sido determinada pela insatisfação com o enfoque tradicional, causado pela ineficiência do excessivo intervencionismo do estado, conflitos dos papéis do governo como proprietário e como regulador, ineficiência na gestão técnica e econômica das empresas e pela falta de investimentos no setor.

A reestruturação do mercado de energia elétrica traz consigo uma série de mudanças na indústria elétrica, cujas principais características são as seguintes:

- O planejamento, controle e operação do sistema na estrutura verticalizada de mercado eram feitos de forma centralizada, o despacho dos recursos de geração eram mandatórios, visando o mínimo custo operativo do sistema. Portanto, os agentes de geração e as cargas não tinham poder de decisão no mercado. Nos últimos anos, a introdução da competição no mercado de energia elétrica vem mudando o controle das decisões dos agentes do mercado de uma forma centralizada para uma descentralizada, onde os participantes agem de forma independente, visando a maximização de seus benefícios.
- A introdução da competição na geração e comercialização da energia, exige a separação das funções de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia. Este processo é chamado de desverticalização. Como uma forma de obter um alto nível de competição no fornecimento de energia elétrica é preciso garantir o livre acesso ao sistema de transmissão para todos os agentes do mercado e a redefinição das obrigações, papéis e práticas dos participantes da indústria de energia elétrica. Cabe ao agente regulador definir as regras do mercado e as responsabilidades de cada um dos participantes, de acordo com a estrutura de mercado adotada.
- O processo de desverticalização requer separação dos custos associados ao produto de energia elétrica e dos serviços necessários a manutenção da qualidade e confiabilidade do suprimento. Constituem exemplos desses serviços o seguimento

da carga em tempo real, o provimento de controle automático de geração, a administração do congestionamento de sistemas de transmissão, entre outros.

- Em um mercado perfeitamente competitivo, o preço de um produto é determinado exclusivamente pela interseção das curvas de demanda e oferta do mercado para este produto. A empresa perfeitamente competitiva é então uma “tomadora de preços” e pode vender qualquer quantidade do produto ao preço estabelecido pelo mercado, conhecido como Preço Marginal do Sistema (PMS) [4]. Este ponto de operação fixa um equilíbrio de mercado ótimo, do ponto de vista do benefício social.

2.3 Estruturas de Mercado Sob Competição

2.3.1 Correntes Básicas de Mercado

Duas correntes tem emergido em termos de estruturas institucionais e do nível de controle que estas exercem sobre as atividades comerciais dos agentes que participam no mercado de energia elétrica. Estas correntes tem sido formadas ao redor do modelo *Pool* e um modelo de administração do mercado com pouco ou nenhuma intervenção centralizada, o qual é colocado em prática através de transações bilaterais. Posições intermediárias são mantidas através das combinações destas duas correntes, com uma delas assumindo uma posição dominante.

As estruturas básicas de mercado sob competição estão fundamentadas nos modelos *Pool* e Bilateral. O modelo *Pool* estabelece a necessidade de um controle centralizado dos recursos do sistema, enquanto que o Bilateral permite o livre arranjo de transações entre geradores e cargas.

2.3.2 Modelo *Pool*

Em um mercado *Pool*, o objetivo é obter o mínimo custo de operação, despachando os geradores disponíveis por ordem de mérito, até atender a carga total do sistema de acordo aos preços ofertados por estes. Os geradores são livres na elaboração das ofertas e criam suas próprias estratégias, as quais não necessariamente refletem os verdadeiros

custos de produção. Portanto, é preciso elaborar mecanismos de mercado de modo a incentivar os agentes a ofertarem preços que sejam os mais próximos de seus custos reais.

Particularmente, no caso brasileiro, tem-se o denominado modelo de mercado denominado *tight pool*, onde o despacho é definido centralizadamente com base em ferramentas de otimização, no qual as unidades termelétricas declaram seus custos variáveis o que possibilita o cálculo do valor marginal da água através da função custo futuro [5]

Basicamente, identificam-se dois mecanismos que permitem fornecer tais incentivos, a saber:

- a) **Preço Marginal do Sistema (PMS).** Todos os geradores despachados por mérito são pagos ao preço marginal do último recurso despachado, sem se importar pelas ofertas individuais de cada um deles. Este processo pode-se assemelhar a um leilão [6], não discriminatório, já que todos os ofertantes ganhadores são remunerados ao mesmo preço, o qual provê os incentivos para que os agentes do mercado criem estratégias de oferta de preços próximos a seus verdadeiros custos, como forma garantir que serão despachados no mercado *spot*. O modelo *Pool* do Reino Unido [7], é um exemplo deste esquema de mercado.
- b) **Preços Nodais.** Neste caso, o objetivo fundamental é fazer com que os valores da energia em cada ponto do sistema reflitam as características do sistema de transmissão. O enfoque nodal está baseado nos preços ótimos das barras, os quais são obtidos através das variáveis duais (multiplicadores de Lagrange) de um Fluxo de Potência Ótimo (FPO). Este enfoque é discriminatório, pois os geradores são pagos a diferentes preços, dependendo da localização no sistema de transmissão.

Em um modelo de mercado *Pool* puro, todas as transações devem ser realizadas através do Mercado Atacadista de Energia (MAE) e não diretamente entre fornecedores e representantes das cargas do sistema; portanto qualquer tipo de implementação de contratos bilaterais neste esquema de mercado precisa de instrumentos financeiros tais como contratos por diferença [8,9,10]. Estes mecanismos têm por finalidade reduzir o risco devido a flutuações do preço *spot*. No caso dos contratos por diferença, compradores e vendedores fixam um preço para a transferência de energia através do *Pool*, onde parte do preço não coberto pelo PMS é paga por um dos participantes do contrato.

Na maioria dos países, onde o processo de reestruturação tem sido ou vem sendo implementado, a energia é comercializada em mercados *spot*. O despacho do sistema é então definido em bases técnico-econômico, de onde determina-se o preço *spot*, a partir da livre interação entre oferta e demanda (Figura 2.1). A teoria microeconômica supõe que, sob condições de concorrência perfeita, os preços tenderiam aos custos marginais de curto prazo (custos marginais de operação ou CMOs). O preço de equilíbrio em um mercado *spot* é o denominado PMS.

Este modelo imita as características do processo de um despacho centralizado usado na estrutura de mercado monopolista (caraterizado pela sua estrutura vertical e a falta de competição). Portanto, o despacho por ordem de mérito realizado no mercado sob competição é muito similar ao mecanismo do despacho que opera nos mercados tradicionais de energia, exceto que as curvas de custos são substituídas pelos preços de oferta.

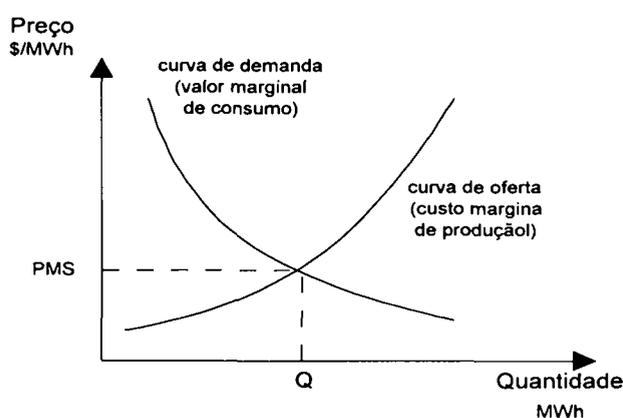


Figura 2.1 – Ponto de Equilíbrio no Mercado *Spot*

A fixação de um preço uniforme (PMS) pode dar sinais incorretos para a localização de novas usinas no sistema pois, considerando que todos são remunerados ao PMS, para estes geradores é indiferente se localizarem em uma região ou outra. Como forma de compensar esta deficiência, torna-se necessário a implementação de outros mecanismos de sinalização, tais como separar o sistema por zonas e apresentar preços para estas zonas que, de uma forma aproximada, corrija o preço da energia levando em conta o congestionamento e as perdas do sistema de transmissão.

2.3.3 Modelo Bilateral

Nos mercados de energia elétrica sob competição, as transações bilaterais são estabelecidas através de contratos entre vendedores e compradores, tornando-se então variáveis de decisão do processo de operação.

Em um modelo de mercado bilateral puro, assume-se que os participantes do mercado podem implementar despachos que atendem o balanço entre geração e carga, através de transações bilaterais, sem a intervenção de uma entidade central como o operador do *Pool* ou do Mercado Atacadista de Energia (MAE). Geralmente, são criadas entidades conhecidas como Coordenadores de Despacho (CD's), que são encarregadas de fechar o balanço entre geração e carga. Em caso de haver congestionamentos no sistema de transmissão, o problema é resolvido, modificando-se minimamente os contratos já fixados, este processo é geralmente executado por um ente do mercado conhecido como Operador Independente do Sistema (OIS).

O modelo bilateral tem, em sua origem, a motivação pela liberdade de escolha entre os agentes do mercado é a melhor forma de se obter competição em um mercado de energia elétrica. Neste modelo fornecedores e consumidores definem independentemente, transações de potência, de acordo com seus próprios termos financeiros. A eficiência econômica é promovida através dos consumidores do mercado à procura dos recursos com menor preço.

Neste modelo, as características inerentes aos sistemas de transmissão requerem um tratamento adequado à compensação das perdas e à administração do congestionamento, face ao surgimento de externalidades, as quais eram internalizadas no despacho centralizado no passado [10]. As externalidades têm implicações sobre as transações de energia e acontecem quando a atuação de um grupo de agentes do mercado afeta outros que não têm participação direta na transação [11].

Na estrutura verticalizada, como as decisões são tomadas de forma centralizada visando a obtenção do ótimo global para o sistema, todos os recursos são otimizados levando em consideração as perdas, o congestionamento do sistema de transmissão e todos aqueles serviços necessários à garantia da qualidade e confiabilidade de fornecimento de energia para o consumidor final.

A implementação de um mercado de energia elétrica puramente bilateral, ainda não foi concretizado para sistema algum, havendo entretanto composições deste tipo de mercado com o modelo *Pool*, como veremos a seguir.

2.3.4 Modelo *Pool* / Bilateral

Este esquema de mercado permite aos agentes a definição das transações de forma livre através dos contratos bilaterais, como também competir através de ofertas no *Pool*. As duas correntes se encontram presentes na mesma estrutura de mercado, mas atuam de forma independente, como é o caso do mercado da Califórnia, onde é possível encontrar a coexistência destas duas correntes.

Se de um lado esta estrutura de mercado é talvez a mais complexa implementada até hoje, por outro lado é a que permite maior flexibilidade e liberdade para os agentes do mercado. Este modelo é um passo intermediário da implementação de um modelo de mercado baseado somente em contratos bilaterais.

Os programas de geração elaborados através do mercado *spot* e pelos CD's são enviados ao OIS. Em caso de se apresentar congestionamento o OIS terá que ajustar estes despachos visando aliviar o congestionamento do sistema de transmissão de acordo as regras estabelecidas para administração deste serviço.

A Figura 2.2, apresenta a estrutura de mercado da Califórnia, onde os geradores têm a possibilidade de vender sua geração através do mercado *Pool*, mediante ofertas apresentadas no mercado *spot* (*Power Exchange, PX*), ou ainda através de contratos diretos com as cargas, sem intervenção nenhuma do *PX*, sendo os coordenadores de despacho (*Scheduling Coordinators, SC's*) os encarregados de garantir o balanço entre geração e carga nos contratos bilaterais. O *PX* e os *SC's* determinam o despacho dos recursos do sistema para atender a demanda, o qual será entregue ao operador do sistema (*Independent System Operator, ISO*) para análise de congestionamentos. Em caso de haver congestionamentos o *ISO* realiza os ajustes necessários ao despacho original como forma de eliminá-los.

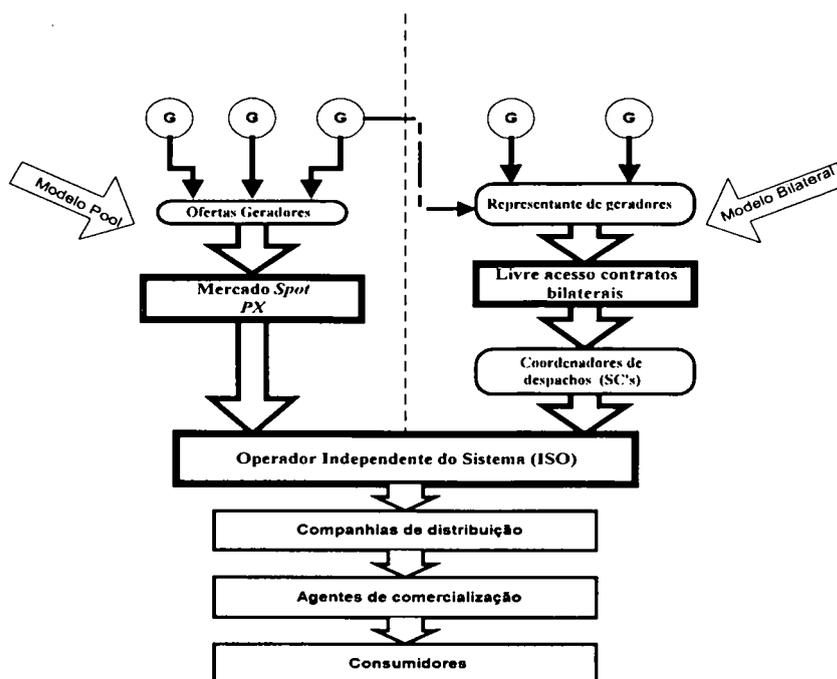


Figura 2.2 – Estrutura de Mercado da Califórnia

2.4 A Operação do Sistema de Energia Elétrica (SEE) Sob Competição

A operação do sistema deve resultar em um fornecimento contínuo de energia elétrica ao usuário final com níveis de qualidade satisfatórios no tocante aos padrões estabelecidos para frequência e tensão. Para tanto, uma seqüência de procedimentos deve ser executada antes, durante e depois da operação real do sistema. Assim, o entendimento do problema de administração do congestionamento requer a observação deste elenco de procedimentos, o qual está relacionado com as características próprias de um sistema de energia elétrica. Estas características são [12]:

- deve haver um equilíbrio estável entre geração e carga o tempo todo. Um excesso de demanda resulta em um redução de frequência assim como um excesso de geração resulta em um acréscimo da frequência. O controle de frequência é obtido pela regulação primária das unidades geradoras e também pela atuação do Controle Automático de Geração (CAG);

- circuitos de transmissão e transformadores formam malhas, onde a distribuição dos fluxos segue as leis de Kirchhoff envolvendo os parâmetros da rede. Com exceção dos dispositivos FACTS, transformadores defasadores e LTC's, os demais componentes não permitem o controle direto dos fluxos e nem das perdas;
- diferentemente da frequência que é única em todo o sistema, a tensão apresenta variações no espaço e no tempo. As tensões nas barras podem ser distintas para diferentes regiões e instantes do tempo, devendo-se entretanto mantê-las dentro de tolerâncias relativamente apertadas. Dependendo do tipo de controle desejado, um determinado dispositivo de compensação é mais apropriado que outros. Assim, enquanto capacitores permitem o controle de excursões lentas de tensão, os compensadores síncronos e estáticos, além do geradores, permitem o controle de excursões rápidas de tensão;
- a exemplo da potência ativa, o balanço da potência reativa deve ser atendido e, tendo-se em conta que a potência reativa "não viaja facilmente a longas distâncias", o balanço de potência reativa não pode ser fechado arbitrariamente de qualquer lugar do sistema, requerendo, em geral, uma ação de controle o mais próximo possível da origem do problema;
- geradores podem ser usados como fontes para o suporte de tensão desde que estejam localizados no lugar certo. A capacidade de controle de tensão dos geradores é fortemente dependente do montante de potência ativa fornecido, estando este relacionamento "amarrado" pela curva de capacidade do conjunto turbina-gerador;
- cada circuito de transmissão tem uma capacidade de transporte determinada pelo seu limite térmico ou por um limite imposto pelo próprio sistema que visa atender os requisitos de segurança do sistema;
- os componentes de um sistema de energia elétrica são expostos a falhas e as cargas não podem ser previstas com exatidão. Mesmo nesses eventos de natureza aleatória, a continuidade da entrega do produto energia elétrica deve ser mantida, obedecendo os critérios de tensão e frequência;
- na condição extrema de o consumidor ter sido interrompido, a restauração do serviço deve acontecer de forma rápida e segura;

- os controles do sistema requerem uma operação coordenada pois a solução de um determinado problema pode demandar ações conflitantes, causando risco à segurança do sistema;
- o sistema como um todo requer, além da sua operação propriamente dita, a sua administração no tocante à medição, faturamento, contabilização e transferências financeiras.

Tomando em conta estas características, tem-se um procedimento de programação da operação que usualmente é feito no dia anterior à operação em tempo real (dia $d-1$). Esta programação está baseada na informação dos limites dos circuitos de transmissão, demanda prevista, reserva requerida, disponibilidade declarada e oferta de geradores e cargas. Esta programação é feita para cada um dos períodos de operação, que são geralmente de 30 ou 60 minutos, despachando a quantidade de geração necessária para atender a demanda do sistema, levando em consideração as perdas, o alívio de congestionamentos e os requisitos de reserva.

A operação em tempo real tem que garantir o equilíbrio estável entre geração e carga o tempo todo, mantendo a tensão dentro dos níveis das tolerâncias e controlando a frequência do sistema, mesmo sob mudanças na demanda prevista e na disponibilidade da geração e transmissão do sistema.

Tendo-se como referência o modelo de mercado *Pool*, o cálculo do preço *spot* (PMS) é realizado sem levar em consideração o sistema de transmissão, pois as restrições impostas por ela não podem influenciar na competição entre geradores, dada a premissa de livre acesso à transmissão. O PMS pode ser calculado antes da operação, com base na demanda prevista e nas ofertas de preços e disponibilidades declaradas pelos agentes do mercado (*ex-ante*), ou através da demanda e disponibilidade real (*ex-post*), como apresentado na Figura 2.3.

A análise da Figura 2.3 permite concluir que o cálculo do despacho irrestrito é diferente se este é realizado de forma *ex-ante* ou *ex-post* ao despacho real, dado que o primeiro levaria em consideração a demanda prevista e disponibilidade declarada, enquanto que o segundo tomaria a demanda e disponibilidade real. Isto traz como consequência, diferentes PMS, e portanto, diferentes estratégias de ofertas por parte dos

agentes do sistema. As vantagens e desvantagens de cada um dos procedimentos fogem ao escopo desta dissertação.

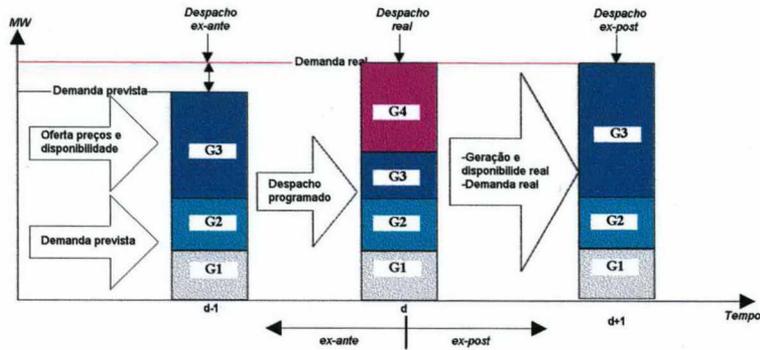


Figura 2.3 – Despacho programado e real

2.5 Os serviços do Sistema

Como foi visto na seção anterior, a operação do sistema requer um conjunto de serviços que têm por objetivo operar o sistema ao mínimo custo atendendo os requisitos de qualidade e segurança. Estes serviços denominados de ancilares, fazem parte de outros serviços, conhecidos como serviços do sistema, que são necessários para a operação do mercado de energia elétrica como um todo. Além dos serviços ancilares, formam parte dos serviços do sistema, os serviços de transmissão, operação e administração. A Figura 2.4, mostra a conformação do produto final de energia elétrica no ponto de entrega, salientando-se os Serviços do Sistema [12].

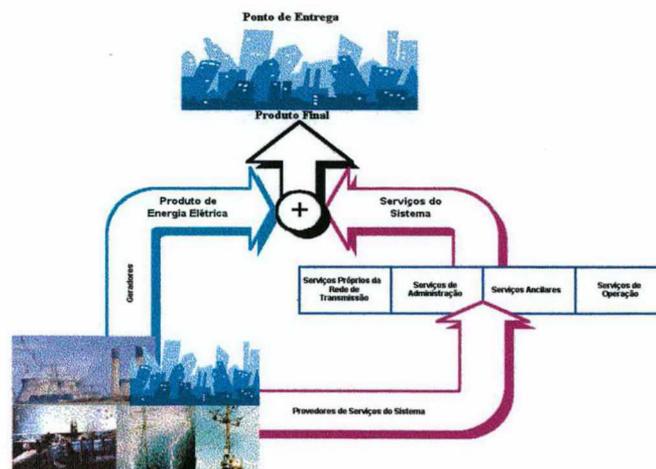


Figura 2.4 – Desagregação do Produto Final – Ponto de Consumo

Os serviços próprios de transmissão compreendem a disponibilização de linhas de transmissão e transformadores operando de acordo com padrões preestabelecidos. Dentro de uma determinada região geográfica, trata-se de um serviço de natureza monopolista e portanto deve ser fortemente regulado.

Os serviços ancilares são complementos considerados imprescindíveis para dotar o produto energia elétrica de uma qualidade especificada. Basicamente, os serviços ancilares visam a manutenção da frequência e da tensão dentro de tolerâncias especificadas em regime normal de operação, bem como durante mudanças súbitas do estado do sistema. Estes serviços não são de natureza monopolista, podendo ser oferecidos por múltiplos agentes.

Os serviços de operação visam a operação eficiente do sistema e a manutenção da segurança, devendo o agente responsável pela operação ser neutro em relação ao mercado. Para tanto, a prestação desses serviços requer uma infra-estrutura que conta com pessoal especializado, modelos computacionais e instalações de controle e supervisão. Os serviços ancilares e os serviços de transmissão são recursos administrados pelo agente responsável pela operação do sistema. A operação do sistema constitui um serviço de natureza monopolista e portanto deve ser regulado. Tais regulamentos são, em geral, apresentados sob a forma dos denominados procedimentos de rede.

Os serviços de administração tratam da contabilização e liquidação do mercado e não interferem na operação do sistema, podendo estar vinculados ao agente responsável pela operação do sistema ou não. Esses serviços podem ser contratados por um prestador qualquer mas, evidentemente para cada mercado deverá haver um agente único.

Dentro dos quatro grupos aqui definidos, especial atenção deve ser dada aos serviços ancilares, uma vez que estes englobam o alívio e a administração de congestionamentos do sistema de transmissão.

2.6 Serviços ancilares

O atendimento dos requisitos de qualidade, isto é, a continuidade na entrega do produto energia elétrica, e a manutenção da frequência e da tensão dentro de faixas pré-estabelecidas, pressupõe o uso integrado e coordenado dos diversos dispositivos de

controle, o que requer a figura de um agente independente, sem nenhum tipo de interesse comercial no mercado de energia e que opere o sistema de transmissão. Esta função é usualmente desempenhada pelo OIS.

Num modelo verticalizado de indústria, o conjunto de serviços para o controle da frequência e da tensão, e a manutenção da segurança são considerados como um ônus de quem está no negócio e todos os custos associados estão embutidos no preço final da energia. Tal característica fez com que ao longo dos anos, o agente responsável pela confiabilidade e segurança dos sistema adotasse critérios eminentemente técnicos em seu processo de decisão.

Num modelo desverticalizado, para operar o sistema de forma segura e confiável, é preciso fornecer os mesmos serviços que nos modelos tradicionais de mercado, porém agora é necessário criar um conjunto de procedimentos baseados em critérios técnico-econômicos que respaldem as decisões tomadas pelo OIS.

No novo contexto, o OIS poderá atender os seus objetivos contratando este conjunto de serviços de diversos provedores, cada um deles especializado em um determinado serviço. Assim, o OIS poderá contratar o serviço de controle de tensão com um gerador e controle automático de frequência com outro, por exemplo.

O número de serviços ancilares identificados por vários setores da indústria elétrica podem alcançar até 40 diferentes serviços [13]. Não obstante, neste trabalho é usado como critério de classificação a finalidade do serviço. Assim temos os seguintes serviços ancilares:

a) Controle de frequência

A operação em tempo real do sistema de potência se realiza com a geração e carga variando instantaneamente, de modo a manter o balanço entre a energia fornecida e a carga demandada, e conseqüentemente conservar a frequência do sistema dentro de certos limites estabelecidos de acordo com os critérios de qualidade e segurança do sistema. Cada unidade geradora, através do seu regulador de velocidade reage de forma natural a qualquer variação de frequência (dentro da banda de atuação do regulador), decorrente do desequilíbrio momentâneo entre geração e carga. Este tipo de regulação é denominado de

regulação primária, devendo a unidade geradora ter condições aumentar ou reduzir a sua produção de modo a conter a variação da frequência.

De modo complementar à regulação primária, algumas unidades geradoras participam do Controle Automático de Geração (CAG) visando manter a frequência próxima do valor nominal e os intercâmbios de potência de acordo com os valores programados. Este tipo de regulação é denominada de secundária e, semelhantemente à regulação primária, a unidade geradora participante do CAG deve ter condições de aumentar ou reduzir a potência fornecida. A regulação secundária recupera a frequência para o seu valor final, usando, sempre que possível, os recursos de geração eletricamente mais próximos à origem do problema.

Os serviços de regulação primária e secundária, podem ser denominados de acordo com sua atuação como serviços de regulação de frequência de contenção e recuperação respectivamente [14]. A Figura 2.5 apresenta a queda instantânea de frequência do sistema, quando da saída não programada de um gerador. É possível observar a contenção da queda súbita de frequência por parte do serviço de regulação primária. Na sequência tem-se a recuperação da frequência a seu valor nominal, que no caso do exemplo é de 60Hz, através do serviço de regulação secundária. Estes serviços podem ser prestados por geradores e grandes cargas.

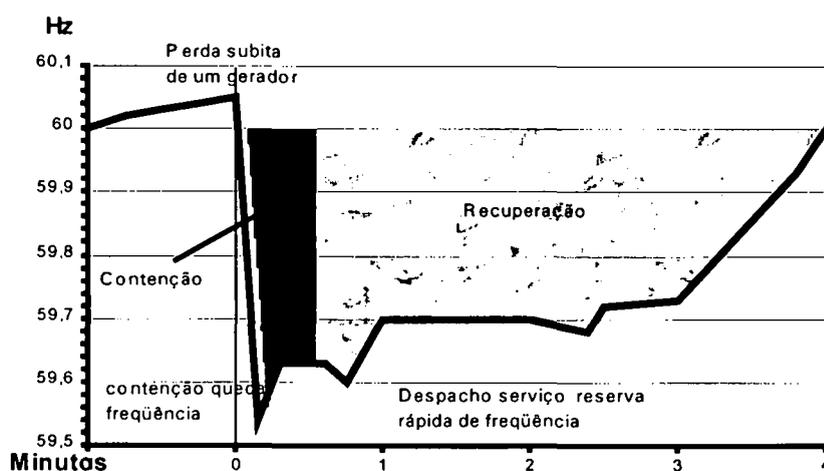


Figura 2.5 – Atuação do Serviço de Contenção e Recuperação de Frequência

Além da reserva utilizada para as regulações de frequência primária e secundária, o sistema deve possuir também unidades geradoras de prontidão que possam entrar rapidamente em serviço, quando a reserva girante secundária foi utilizada em um nível que possa comprometer a segurança do sistema. Este serviço é conhecido como reserva de regulação terciária.

Os serviços de regulação primária, secundária e terciária são também conhecidos como serviços de reserva operativa. Os serviços de reserva operativa cumprem uma dupla função: prover reserva para a segurança do sistema e controlar a frequência sob condições normais de operação.

A programação da reserva operativa está baseada nos requisitos de regulação do sistema e visa o atendimento dos critérios de qualidade e segurança do sistema da forma mais econômica possível. A Figura 2.6, apresenta os requisitos previstos de reserva operativa para a operação do sistema [15].

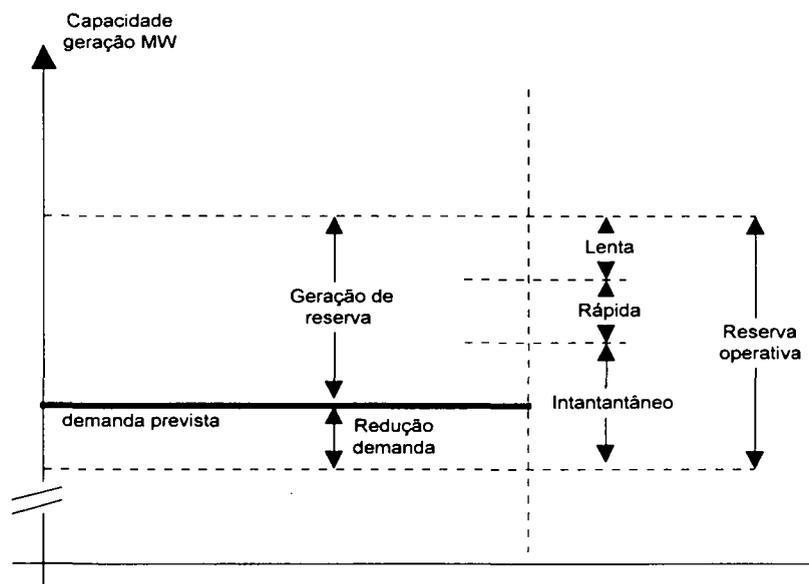


Figura 2.6 – Programação da Reserva Operativa

b) Controle de tensão

Para a manutenção de um adequado perfil de tensões do sistema, o OIS poderá ter o suporte de determinados geradores e de outros equipamentos como compensadores síncronos e estáticos, reatores manobráveis e capacitores em derivação. O controle de

tensão é requisitado tanto para o regime normal de operação, como para os períodos nos quais a tensão apresenta rápidas excursões.

O controle de tensão pode ter uma abrangência sistêmica ou localizada [12]. No primeiro caso, um determinado gerador pode fornecer potência reativa para compensar o "consumo" de potência reativa da rede de transmissão. No segundo caso, um outro gerador poderá também suprir parte da potência reativa requisitada pela carga, embora o mais adequado para este suprimento fosse a obtenção deste controle através de bancos de capacitores localizados próximos à carga. Evidentemente que um único gerador poderá estar contribuindo para ambas as funções, sendo necessária a definição de procedimentos que possam segregar os dois tipos de serviços.

c) Segurança

Observe-se que o serviços de regulação e controle de tensão fazem parte dos serviços ancilares de segurança. Outros serviços que cumprem funções de segurança estática e/ou dinâmica são o alívio do congestionamento e interrupção da carga.

Durante a fase de pré-despacho (dia $d-1$), o OIS deverá verificar se o sistema de transmissão estará sujeito a congestionamentos e providenciar o seu alívio da forma mais econômica possível e mantendo a segurança do sistema. O alívio de congestionamento é um serviço que pode ser fornecido por geradores e consumidores do sistema. Este serviço e como administrá-lo será tratado de forma ampla nos próximos capítulos.

A interrupção de carga que pode ser automática, através dos esquemas de alívio de carga, e voluntária, através de ofertas de redução de demanda por parte de grandes consumidores e empresas de distribuição. No primeiro caso tem-se um efeito similar ao provimento das regulações primária e secundária, enquanto no segundo caso o efeito é similar ao provimento da regulação terciária.

d) Restauração

Todos os serviços ancilares descritos anteriormente visam manter o sistema operando adequadamente dentro de padrões de qualidade especificado. Contudo, situações extremas podem ocasionar a interrupção do consumidor por falhas de elementos do

sistema. Nestas situações o sistema deverá dispor de recursos para a rápida restauração do serviço.

Quando a falha for no sistema de distribuição torna-se necessário um serviço local de restauração e, quando a falha for no sistema de transmissão/geração é necessário um serviço com abrangência sistêmica. Ambos os tipos de serviços podem ser considerados como ancilares, contudo o de interesse para o sistema recai sobre os eventos envolvendo o sistema de transmissão/geração. Neste casos, são necessários unidades "*black-start*" e circuitos de transmissão com canais de comunicação apropriados.

2.7 Conclusões

O principal objetivo da reestruturação da indústria de energia elétrica é a introdução da competição na geração e comercialização, obtida através da desverticalização da indústria e o livre acesso ao sistema de transmissão.

A operação do sistema é um processo complexo face às características intrínsecas do sistema de transmissão, que fazem necessário o fornecimento de uma serie de serviços para a operação segura e confiável do sistema.

Embora os serviços do sistema (ancilares, administração, operação e próprios da transmissão), fossem fornecidos ainda sob uma estrutura verticalizada, a desverticalização da indústria de energia elétrica faz com que seja necessário se ter uma nítida separação entre estes serviços e o produto energia elétrica.

A implementação de mecanismos de mercado para a separação dos serviços do sistema e o produto de energia elétrica dependem basicamente da estrutura de mercado adotada. Duas correntes básicas têm aparecido como novos modelos de mercado, a saber, o modelo *Pool* e o Bilateral.

CAPÍTULO 3. CONGESTIONAMENTO DE SISTEMAS DE TRANSMISSÃO

3.1 Introdução

No Capítulo II mostrou-se as possibilidades de introdução de competição na geração e comercialização de energia elétrica, através da desverticalização da indústria de eletricidade e o livre acesso à transmissão das cargas e geradores do sistema.

A desverticalização da indústria requer uma nítida separação entre o produto energia elétrica e os serviços associados, como forma de se obter eficiência econômica em cada um dos segmentos responsáveis pelo seu provimento. A partir deste desagregação surge a necessidade de se identificar e diferenciar uma série de serviços essenciais para o fornecimento da energia elétrica, conhecidos como serviços ancilares. Resulta portanto, que as componentes do custo da energia elétrica como um todo, podem ser desagregadas em diferentes serviços como é apresentado na Figura 3.1, onde o custo do produto entregue em cada barra pode ser calculado como a soma dos custos de um conjunto de serviços desagregados.

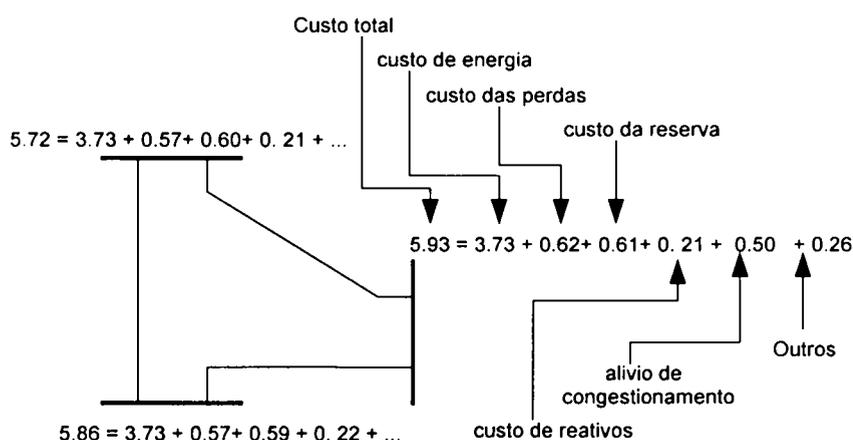


Figura 3.1 – Composição dos Preços Nodais

O livre acesso à transmissão é limitado principalmente pelo congestionamento e pelas perdas do sistema de transmissão. O congestionamento deve ser entendido como uma limitação da capacidade de transporte da rede, seja pela superação do limite térmico de algum circuito, seja pela necessidade de se dispor de um perfil de tensões adequado para assegurar a transferência de potência ativa através dos circuitos de transmissão, ou ainda para manter a segurança do sistema caso o mesmo venha a sofrer alguma contingência. Em todos os casos tem-se o despacho de unidades fora do mérito econômico, causando sobre-custos ao sistema.

Neste capítulo se abordará o problema do congestionamento de sistemas de transmissão de forma geral, com o objetivo de apresentar os diferentes protocolos de administração deste problema. Na Seção 3.2 serão tratados os aspectos econômicos relacionados ao congestionamento, introduzindo os conceitos de protocolos zonal e nodal para seu tratamento. Na Seção 3.3 apresenta-se um sistema teste de três barras para o tratamento das restrições do sistema de transmissão em um esquema de mercado *Pool*, o qual será tomado como referência ao longo desta dissertação.

3.2 O Problema de Congestionamento em Sistemas de Transmissão

3.2.1 Aspectos Econômicos do Congestionamento

O congestionamento de sistemas de transmissão acontece quando uma transação de energia elétrica proposta não pode ser executada devido às limitações impostas pela rede. O impacto do congestionamento sobre a operação do sistema pode ser melhor visualizado, usando-se uma curva preço-demanda, como é apresentado na Figura 3.2 [15]. Esta figura mostra o custo marginal para um produtor e o benefício marginal para um consumidor. O ponto de equilíbrio E , onde o custo marginal é igual ao benefício marginal, não é atendido por causa do congestionamento do sistema de transmissão. A curva de custo marginal apresenta um repentino e descontínuo salto de C para B como resultado do congestionamento. Embora sob condições de congestionamento, o custo da energia fora do ponto de equilíbrio possa ser teoricamente infinito, este é limitado dada a disposição de alguns usuários de serem interrompidos, ao valor de corte de carga.

Para ajudar o entendimento destes conceitos, a Figura 3.3 apresenta um sistema de duas zonas, onde o limite de intercâmbio entre elas é de 1000MW. Embora exista um excedente de geração de 2000MW na zona *A*, a um preço de 10\$/MWh, a restrição de transmissão permite o intercâmbio de apenas 1000MW. Esta situação caracteriza um congestionamento inter-zonal, o qual obriga o despacho de geração mais custosa ou então a redução da demanda na zona *B*, verificando-se ainda uma perda de oportunidade dos geradores da zona *A*.

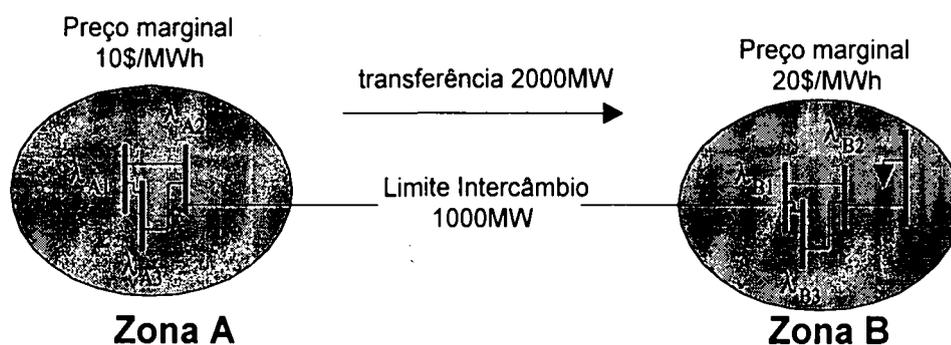


Figura 3.3 – Congestionamento Inter-zonal

Uma vez resolvido o congestionamento inter-zonal é preciso analisar cada zona em separado, aliviando-se os congestionamentos internos das zonas (congestionamento intra-zonal), mantendo-se os valores de intercâmbio entre zonas. Para isto é preciso contar com metodologias de otimização que permitam definir o despacho final do sistema ao mínimo custo modelando a rede de transmissão da zona em estudo.

No enfoque nodal, a rede de transmissão é totalmente incorporada ao modelo de despacho de modo que os custos associados aos congestionamentos são calculados diretamente para cada barra do sistema.

Para uma estrutura de mercado *Pool* o despacho é feito de forma centralizada, cujo objetivo é calcular o despacho “ótimo” levando em consideração as restrições do sistema, visando obter o mínimo custo operativo.

No modelo Bilateral de mercado, os participantes do mercado consideram desnecessário o controle de um ente central na tarefa de alcançar de forma autônoma o balanço entre geração e carga; os CD’s são os encarregados de realizar as programações

equilibradas de geração e carga e, no caso de haver congestionamento na rede, o OIS executa o alívio do congestionamento modificando minimamente as programações enviadas pelos CD's.

Um dos mais importantes temas que tem ser tratados na administração do congestionamento da rede de transmissão é a alocação do custo de congestionamento, o qual é dependente da forma como os preços são apresentados. É possível encontrar uma grande diversidade de soluções do problema para cada um dos mercados sob competição no mundo [19]. Qualquer seja a metodologia aplicada, a alocação do custo de congestionamento precisa enviar os sinais certos para o mercado, não criando subsídios cruzados e ser justa de modo não incentivar o “gaming” entre os agentes do mercado [20].

Esta dissertação se centrará no problema de alocação de custos de congestionamento para um modelo de mercado *Pool*, cujo preço da energia elétrica é baseado no cálculo do PMS.

3.3 Tratamento do congestionamento - Modelo *Pool*

3.3.1 Sistema Teste

Como foi visto no Capítulo II o objetivo de mercado *Pool* é obter o mínimo custo de operação, despachando os geradores disponíveis por ordem de mérito, até atender a carga total do sistema de acordo aos preços ofertados por estes. Os geradores são livres na elaboração das ofertas e criam suas próprias estratégias que muitas vezes não refletem os verdadeiros custos de produção.

A análise do problema do congestionamento em um mercado *Pool* pode ser melhor entendida a partir do estudo do sistema ilustrado na Figura 3.4, onde os geradores das barras 1 e 2 apresentam os preços de oferta e as suas disponibilidades para atendimento de uma carga fixa de 25MW, localizada na barra 3. Na mesma figura, cada linha de transmissão do sistema está representada pela sua potência máxima de transferência de ativa (P^{max}) e pela sua susceptância (b_{ij}).

O problema de despacho pode então ser formulado em um modelo de FPO que, por facilidade de exposição, é modelado linearmente. Portanto, o fluxo de potência real na linha ij é $P_{ij} = -b_{ij}(\theta_i - \theta_j)$, onde θ_i é o ângulo na barra i . Assim tem-se:

$$P_{12} = -\theta_2$$

$$P_{23} = 3(\theta_2 - \theta_3)$$

$$P_{13} = -\frac{1}{2}\theta_3$$

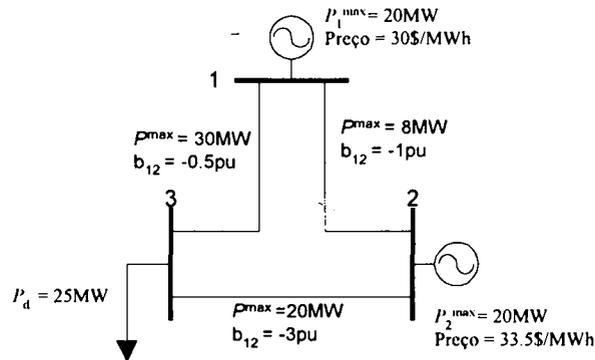


Figura 3.4 – Sistema Teste

Selecionando $\theta_1 = 0$ como ângulo de referência; ou seja que a barra 1 é a barra de referência do sistema. A injeção de potência ativa para cada barra do sistema é:

$$P_i = \sum_j P_{ij} \quad (3.1)$$

Para o caso teste, tem-se que;

$$P_1 = -1\theta_2 - \frac{1}{2}\theta_3$$

$$P_2 = 4\theta_2 - 3\theta_3$$

$$-25 = 3\theta_2 - 3\frac{1}{2}\theta_3$$

Portanto, o problema a resolver é:

$$\min_{P_1, P_2, \theta_2, \theta_3} 30.0P_1 + 33.5P_2$$

$$\text{s.a} \quad P_1 + 1\theta_2 + \frac{1}{2}\theta_3 = 0$$

$$P_2 - 4\theta_2 + 3\theta_3 = 0$$

$$-3\theta_2 + 3\frac{1}{2}\theta_3 = 25$$

$$|P_{12}| \leq P_{12}^{\max}$$

$$|P_{13}| \leq P_{13}^{\max}$$

$$|P_{23}| \leq P_{23}^{\max}$$

$$0 \leq P_1 \leq P_1^{\max}$$

$$0 \leq P_2 \leq P_2^{\max}$$

3.3.2 Cálculo do Sobre-custo Operativo

Considerando que a capacidade máxima de potência ativa que cada um dos geradores é de 20MW, e desconsiderando as restrições e fluxos máximo pelas linhas de transmissão, obtém-se o resultado do despacho irrestrito o qual é apresentado na Figura 3.5. Nesta figura são apresentados os fluxos pelas linhas de transmissão, os ângulos das barras, as potências injetadas em cada barra e os custos marginais das barras do sistema (CM_i). Tratando-se de um FPO DC, as perdas e a potência reativa são desconsideradas [21].

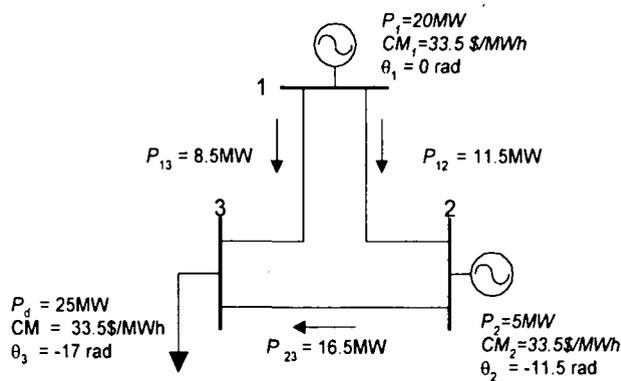


Figura 3.5 – Despacho Irrestrito Sistema Teste

Tabela 3.1 – Resultado do Despacho Irrestrito Sistema Teste

<i>Solução primal</i> →	$P_1 = 20MW, P_2 = 5MW$ $\theta_2 = -11,5, \theta_3 = -17$
<i>Solução dual</i> →	$CM_1 = 33.5\$/MWh, CM_2 = 33.5\$/MWh, CM_3 = 33.5\$/MWh$
<i>Fluxos Linhas</i> →	$P_{12} = 11.5MW, P_{13} = 8.5MW, P_{23} = 16.5MW$

O custo da operação irrestrita é calculado avaliando a função objetivo do problema de minimização, isto é, considera-se que cada gerador é remunerado pelo seu preço de oferta:

$$\text{Custo operação irrestrita} \rightarrow 20\text{MWh} * \$30/\text{MWh} + 5\text{MWh} * \$33.5/\text{MWh} = \$ 767.5$$

Verifica-se do resultado do despacho irrestrito, a necessidade de se aliviar o congestionamento que se apresenta na linha de transmissão que une as barras 1 e 2 pois o limite máximo de transferência é de 8MW e a potência que se tenta transportar é de 11.5MW. Assim, é necessário alterar o despacho de geração para reduzir o fluxo de potência pela linha de transmissão congestionada. A Figura 3.6 apresenta o resultado do despacho restrito, o qual tem em conta os limites dos fluxos máximos pelas linhas de transmissão. As variáveis μ_{ij} e t_{ij} correspondem aos multiplicadores de Lagrange das linhas de transmissão e aos encargos de transmissão, respectivamente [21]. Esta última variável será discutida posteriormente na Seção 3.3.1.

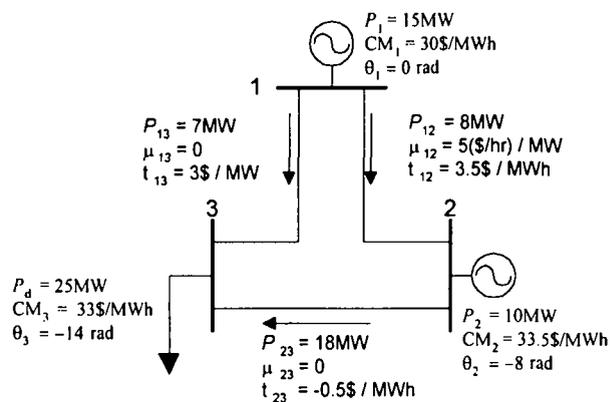


Figura 3.6 – Despacho Restrito Sistema

Tabela 3.2 – Resultados do Despacho Restrito Sistema Teste

<i>Solução primal</i> →	$P_1 = 15\text{MW}, P_2 = 10\text{MW}$ $\theta_2 = -8, \theta_3 = -14$
<i>Solução dual</i> →	$CM_1 = 30,0\$/\text{MWh}, CM_2 = 33,5\$/\text{MWh}, CM_3 = 33,0\$/\text{MWh}$
<i>Fluxos Linhas</i> →	$P_{12} = 8.0\text{MW}, P_{13} = 7.0\text{MW}, P_{23} = 18.0\text{MW}$

O custo da operação restrita é calculado avaliando a função objetivo do problema de minimização, isto é, considera-se que cada gerador é remunerado pelo seu preço de oferta:

$$\text{Custo operação restrita} \rightarrow 15MWh * \$30/MWh + 10MWh * \$33.5/MWh = 785.0$$

O sobre-custo operativo do sistema pode ser obtido, em forma geral, como a diferença dos custos da operação restrita menos a irrestrita, isto é $\$785.0 - \$767.5 = \$17.5$.

A Figura 3.7 mostra os despachos de geração irrestrito e restrito, salientando-se a quantidade de geração necessária para aliviar o congestionamento do sistema.

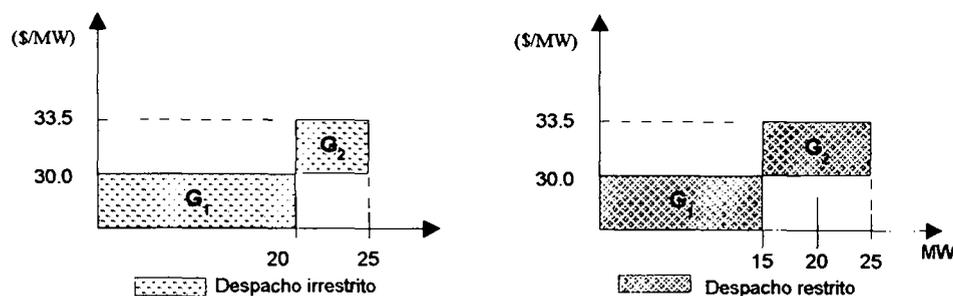


Figura 3.7 – Sobre-custo Operativo do Sistema

Dado que o recurso mais barato do sistema é o gerador G_1 , com um preço de oferta de 30.0\$/MW no despacho irrestrito, este gerador é despachado com sua capacidade máxima (20MW), enquanto o gerador G_2 com um preço de oferta de 33.5\$/MWh, gera apenas 5MW. Executando-se o despacho restrito, a geração de G_1 é de 15MW (5MW a menos do valor ótimo para o despacho irrestrito) devido às restrições da rede. Portanto, G_2 precisa aumentar sua geração em 5MW para atender a demanda do sistema, dado que esta é considerada inelástica (não contribui no processo de otimização do despacho). Conseqüentemente, o custo operativo do sistema é incrementado $(20-15)MW * (33.5 - 33.0) \$/MWh = \$17.5$.

A diferença de áreas da mesma figura permite introduzir uma nova forma de cálculo do sobre-custo operativo do sistema como é apresentada na Tabela 3.3.

Tabela 3.3 – Cálculo do Sobre-custo Operativo do Sistema Teste

<i>Área de G_1</i> →	$(15-20)MWh * \$30.0/Mwh = -150.0$
<i>Área de G_2</i> →	$(10-5)MWh * \$33.5/MWh = 167.5$
<i>Sobre-custo operativo</i>	<i>\$17.5</i>

Este sobre-custo operativo pode ser avaliado a priori, isto é, é possível se estimar o valor esperado do custo de congestionamento através de uma análise de confiabilidade do sistema com enfoque probabilístico [22]

3.3.3 Tratamento do Congestionamento em Mercado *Pool* com Fixação de Preços Nodais

Em uma estrutura de mercado que fixa os valores da geração e carga baseado em preços nodais, tanto os consumidores como geradores concordam que o preço marginal obtido em cada barra é o ótimo. Estes preços refletem as características da rede de transmissão, e correspondem às variáveis duais (multiplicadores de Lagrange) de um FPO executado por um ente do mercado que possui um completo conhecimento das ofertas e características da rede de transmissão.

Da solução do problema obtida na seção anterior, temos os seguintes pagamentos nas barras do sistema:

Tabela 3.4 – Pagamentos Barras de Geração

<i>Barra 1. $P_1 * CM_1$</i> →	$15(MWh) * 30.0(\$/MWh)$	$= \$450$
<i>Barra 2. $P_2 * CM_2$</i> →	$10(MWh) * 33.5(\$/MWh)$	$= \$335$
<i>Receita dos geradores</i>		$= \\$785$

Tabela 3.5 – Pagamentos Barras de Carga

<i>Barra 3. $D_3 * CM$</i> →	$25(MWh) * 33.0(\$/MWh)$	$= \$825$
<i>Pagamento total</i>		$= \\$825$

Observe-se que a receita dos geradores não coincide com o pagamento total efetuado pela carga, a diferença entre estes montantes é de \$40. Em geral, o mecanismo de mercado baseado em preços nodais resulta em excedentes de receitas; isto é, as cargas pagam mais que os valores que recebem os geradores.

Uma forma de administrar estes excedentes consiste em usá-los para pagar certos instrumentos financeiros chamados “*Capacity rights*” ou “*Transmission Congestion Contracts*” (TCCs) [8,18], projetados para reduzir o risco da volatilidade de preços no mercado *spot* e dos riscos associados aos investimentos em geração. Outra forma é usar este excedente como parte do pagamento dos encargos fixos pelo uso do sistema de transmissão, ou para investir em ampliações da rede que eliminem ou reduzam os congestionamentos do sistema [21].

É possível verificar do cálculo dos encargos de congestionamento t_{ij} , definidos como a diferença entre os preços marginais das barras, $t_{ij} = \lambda_j - \lambda_i$, que o excedente entre as receitas dos geradores e os pagamentos efetuados pelas cargas é devido somente ao congestionamento do sistema de transmissão, dado que as perdas do sistema de transmissão não são levadas em consideração [21]. A Tabela 3.6 apresenta o cálculo dos encargos de congestionamento para o caso teste.

A metodologia nodal resolve por si só o problema de identificação e cálculo de custos de congestionamento, pois fornece diretamente os preços de cada uma das barras do sistema, consistentes com a operação ótima do sistema a curto prazo. Não obstante, esta metodologia cria excedentes de remuneração que devem ser tratados de forma apropriada de modo que o mercado receba os sinais econômicos apropriados.

Tabela 3.6 – Custo de Congestionamento Método Nodal

	Encargo (t_{ij})	Fluxo linha (P_{ij})	Sobre-custo ($t_{ij} * P_{ij}$)
<i>Linha 1 – 2</i>	3.5	8	28
<i>Linha 1 – 3</i>	3.0	7	21
<i>Linha 2 – 3</i>	-0.5	18	-9
<i>Custo congestionamento</i>			40

É possível verificar que o custo de congestionamento obtido via preços nodais (\$40) não coincide com o custo de congestionamento calculado pela diferença aritmética dos despachos real e irrestrito (\$17.5).

3.3.4 Tratamento do Congestionamento em Estrutura de Mercado *Pool* com Fixação de Preços Baseado no PMS

Nesta estrutura de mercado todos os geradores despachados por mérito são liquidados ao PMS, calculado a partir de um despacho irrestrito *ex-post* ou *ex-ante* sem as restrições de transmissão. O tratamento do problema de congestionamento deve ser feito de acordo com o enfoque zonal, sendo necessário calcular preços marginais para cada uma das zonas do sistema apoiado em modelos que considerem apenas os limites de intercâmbio entre as diferentes zonas do sistema.

Por facilidade de exposição, será assumido o sistema constituído por uma única zona. Igualmente, não serão levados em consideração os contratos entre agentes do mercado. Por último, a demanda prevista e as disponibilidades programadas coincidem com aquelas registradas no despacho real. Portanto, os despachos *ex-ante* e *ex-post* serão os mesmos, tornando indiferente o cálculo do PMS por um procedimento *ex-ante* ou *ex-post*.

De seções anteriores são conhecidos os resultados dos despachos irrestrito e restrito para o sistema teste (tabelas 3.1 e 3.2). Do despacho irrestrito, tem-se que o PMS é fixado pelo gerador G_2 (33.5/MWh). Os pagamentos efetuados no MAE para o período de apuração são os seguintes:

Tabela 3.7 – Balanço de Pagamentos no MAE - Geradores

<i>Gerador 1</i>	\rightarrow	$20MWh * \$33.5/MWh$	$= 670.0$
<i>Gerador 2</i>	\rightarrow	$5MWh * \$33.5/MWh$	$= 167.5$
<i>Receita total geradores</i>			<i>\$837.5</i>

Tabela 3.8 – Balanço de Pagamentos no MAE - Cargas

<i>Carga P_d</i>	\rightarrow	$25MWh * \$33.5/MWh$	$= 837.5$
<i>Pagamento total carga</i>			<i>\$837.5</i>

Observe-se que a remuneração total dos agentes geradores é igual ao pagamento total da carga.

Da solução do despacho restrito, verifica-se que é possível aliviar o problema de congestionamento através de ajustes no despacho da geração, porém incrementando o custo de operação do sistema. Para o alívio do congestionamento é preciso despachar recursos que afastam a operação do sistema do ponto ótimo, resultando em um sobre-custo que pode ser calculado mediante o processo de reconciliação apresentado na Tabela 3.3.

Tabela 3.9 – Processo de Reconciliação Sistema Teste

<i>Gerador 1</i> →	$(15-20)*30.0$	= -150.0
<i>Gerador 2</i> →	$(10- 5)*33.5$	= 167.5
<i>Sobre-custo operativo</i>		<i>\$17.5</i>

O sobre-custo operativo calculado desta maneira é uma característica de mercados como os da Colômbia e Brasil, os quais adotaram o mercado de energia elétrica do Reino Unido como modelo, onde este cálculo é conhecido como *Uplift* [23]. Este sobre-custo não é devido unicamente aos recursos fora de mérito despachados para alívio do congestionamento. Nele estão incluídos todos os recursos despachados durante a operação real do sistema com preços de oferta superiores ao PMS.

Para o caso em estudo, o congestionamento do sistema se deve unicamente à limitação da capacidade dos circuitos que une as barras 1 e 2. Embora o custo de congestionamento seja menor do que o valor apresentado para uma abordagem via preços nodais (\$40), a receita total dos geradores é maior no modelo baseado no PMS do que modelo baseado em preços nodais, dado que estes são liquidados ao preço do último recurso marginal do sistema, resultando em uma sobre-remuneração para os geradores com preços menores ao PMS.

Para o sistema teste (modelo *Pool* via PMS), tem-se o seguinte fluxo de pagamentos para os geradores e cargas:

Tabela 3.10 – Balanço Final Geradores

<i>Gerador 1 (MAE + Reconciliação) →</i>	<i>670.0 – 150.0</i>	<i>= 520.0</i>
<i>Gerador 2 (MAE + Reconciliação) →</i>	<i>167.5 + 167.5</i>	<i>= 335.0</i>
<i>Receita total geradores</i>		<i>\$855.0</i>

Tabela 3.11 – Balanço Final Cargas

<i>Carga P_d (MAE + Congestionamento) →</i>	<i>837.5 + 17.5</i>	<i>= 855.0</i>
<i>Pagamento total carga</i>		<i>\$855.0</i>

Um dos principais problemas da fixação de preços via custo marginal, tem sido a alocação dos custos de congestionamento. Neste exemplo, por simplificação, o custo de congestionamento foi alocado totalmente à carga do sistema. De forma geral os mercados que tem adotado esta forma de cálculo de reconciliação, resolvem o problema alocando o sobre-custo à carga mediante mecanismos *pro rata*, que como será visto no Capítulo V, na maior parte das vezes não é a forma mais justa, além do que não consegue fornecer sinalização econômica adequada aos agentes do mercado.

3.4 Conclusões

Na fixação de preços nodais, o cálculo do custo de congestionamento é uma consequência natural da aplicação dos preços ótimos nas barras resultando em um excedente de renda para o operador do *Pool*. Por outro lado a fixação de preços pelo conceito do PMS resulta em um sobre-custo que deve ser alocado aos agentes do sistema, requerendo a criação de regras transparentes para recuperação e alocação deste sobre-custo.

O cálculo do sobre-custo via preço marginal não só se deve ao congestionamento do sistema de transmissão, mas também a uma série de serviços que no Capítulo II foram definidos de ancilares. Em outras palavras, o sobre-custo operativo assim calculado considera toda a geração despachada fora do mérito econômico.

É preciso definir mecanismos que permitam a separação das componentes deste sobre-custo, para distinguir qual é o serviço que causa o sobre-custo e quem deve pagá-lo. Esta tarefa não é simples e pouca ou nada de experiência se tem sobre ela.

É preciso implementar uma metodologia de cálculo e alocação do congestionamento, que seja coerente com a operação do sistema e que reflita as verdadeiras características de uso do sistema de transmissão.

A abordagem do problema de congestionamento está fortemente ligado ao esquema de mercado sobre o qual está sendo efetuado o estudo. Para um modelo de mercado *Pool* que fixa o preço do mercado via PMS, uma simplificação do problema tem sido feita neste Capítulo. O problema do congestionamento para um modelo *Pool* com fixação de preços via preços nodais tem sido estudado de forma mais aprofundada por muitos autores e foge do escopo desta dissertação.

O modelo de mercado *Pool* com fixação de preços via PMS será o implementado no mercado de energia elétrica do Brasil e esta é a principal motivação para que esta dissertação se concentre no estudo deste modelo de mercado.

CAPÍTULO 4. ADMINISTRAÇÃO DO CONGESTIONAMENTO DE SISTEMAS DE TRANSMISSÃO

4.1 Introdução

No Capítulo III foi introduzida a idéia da administração do congestionamento baseado em um enfoque zonal para o modelo de mercado *Pool* que fixa os preços da energia via PMS. O protocolo de alívio e o cálculo do custo de congestionamento aqui proposto está baseado nesse enfoque. O congestionamento inter-zonal e intra-zonal são tratados de forma seqüencial, usando diferentes metodologias. O OIS, embasado no protocolo de alívio do congestionamento, definirá o despacho final do sistema, aliviando os congestionamentos existentes e obtendo o mínimo custo operativo.

O MAE determinará os preços marginais para cada uma das zonas posteriormente à operação real do sistema e calculará o custo dos congestionamentos inter-zonal e intra-zonal para cada um dos períodos de apuração.

Uma das vantagens que leva a classificação das restrições de forma zonal é a simplificação da modelagem da rede de transmissão do sistema no alívio e cálculo do custo de congestionamentos, levando a uma conseqüente diminuição do esforço computacional, ao contrário da complexidade de modelagem necessária para o tratamento do congestionamento baseado no enfoque nodal.

No desenvolvimento desta dissertação, especial atenção é dada ao tratamento do problema de congestionamento intra-zonal. Não obstante, neste capítulo se apresenta uma proposta para a administração do problema de congestionamento como um todo (inter-zonal e intra-zonal). Na Seção 4.2 é apresentado o protocolo de alívio do congestionamento que o OIS deverá executar e, posteriormente, na Seção 4.3, é tratado o protocolo de cálculo do custo do congestionamento.

4.2 Alívio do Congestionamento

O alívio do congestionamento faz parte dos processos operativos de programação da operação (dia $d-1$), reprogramação da operação e a operação em tempo real do sistema que o OIS executa diariamente. A proposta para o alívio de congestionamento, aqui apresentada, é aplicável aos dois primeiros processos. O alívio do congestionamento em tempo real foge ao escopo desta dissertação.

A Figura 4.1 apresenta de forma esquemática o processo proposto para o alívio do congestionamento do sistema de transmissão que o OIS deverá executar para cada período de programação (prevê-se que os períodos de programação sejam de 30 a 60 minutos e que o horizonte de programação da operação seja entre um dia a uma semana). O processo de alívio do congestionamento durante a programação e reprogramação da operação é o mesmo.

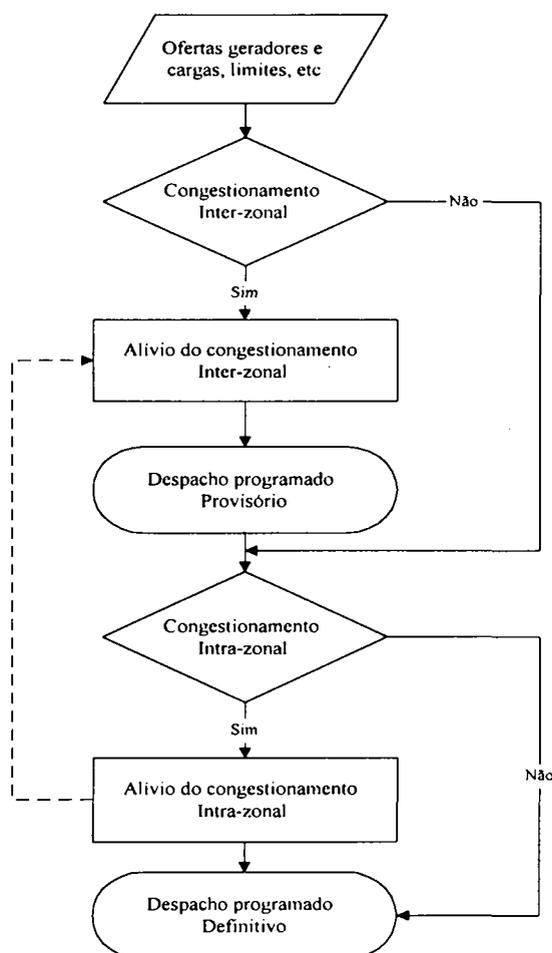


Figura 4.1 – Alívio do Congestionamento - Base Zonal OIS

Como forma de satisfazer os requisitos de segurança do sistema, o OIS deverá determinar os limites de transferência de potência através das linhas de transmissão que estão sob seu controle com base em estudos em regime permanente e dinâmico, levando em consideração os limites térmicos dos circuitos, o perfil de tensões adequado para assegurar as transferências de potência ativa, contingências (critério $N-1$) e qualquer outro fator que limite a transferência de potência através dos circuitos de transmissão.

A informação dos limites dos circuitos de transmissão, limites operativos das usinas do sistema, demanda prevista, reserva requerida, disponibilidade declarada e oferta de preços de geradores e cargas representam os dados de entrada para a programação do despacho (dia $d-1$). Caso ocorra o congestionamento inter-zonal, o agente operador executará o processo de alívio do congestionamento de forma manter os fluxos nos circuitos que ligam as zonas dentro dos limites estabelecidos. O alívio do congestionamento inter-zonal resulta em um despacho prévio que será denominado despacho programado provisório.

Para sistemas hidrotérmicos, como é o caso brasileiro, o alívio de congestionamento deve ter em conta o valor marginal da água de modo não afastar demasiado a operação do sistema de seu ponto ótimo.

Uma vez resolvido o problema de congestionamento inter-zonal é preciso determinar se existem congestionamentos intra-zonais. Caso haja congestionamentos dentro das zonas (intra-zonais), deve-se executar o processo de alívio do congestionamento intra-zonal, mantendo-se os intercâmbios entre as zonas definidos pelo despacho programado provisório, tendo-se como resultado final deste procedimento o despacho programado definitivo.

O processo de alívio do congestionamento inter-zonal pode se assemelhar ao processo de despacho nodal apresentado no capítulo anterior, onde em lugar de se calcular preços marginais em cada barra do sistema, calculam-se os preços marginais para cada zona. Portanto, caso haja congestionamentos inter-zonais, diferentes preços marginais serão verificados para as zonas do sistema e conseqüentemente um excedente deverá se registrar entre as receitas recebidas pelos geradores e os pagamentos realizados pelas cargas. O objetivo do protocolo de alívio do congestionamento inter-zonal é minimizar o custo da operação do sistema, usando um modelo de rede de transmissão que leve em

consideração os limites de intercâmbio de potência ativa nos circuitos de transmissão que unem as zonas do sistema.

O processo de alívio de congestionamento intra-zonal é realizado posteriormente ao inter-zonal, e de forma separada para cada uma das zonas do sistema. Para realizar esta tarefa é preciso executar um FPO que contenha o modelo completo da rede de transmissão da zona em estudo, cuja função objetivo é a minimização do custo operativo do sistema com base nas ofertas dos geradores e cargas, sujeito a todas as restrições de operação dentro da zona e aos limites de fluxo de potência através dos circuitos de interligação com as outras zonas do sistema (inter-zonais). O alívio de congestionamento de uma determinada zona deve evitar o uso de recursos de outras zonas e deve modificar o menos possível o despacho programado provisório.

Deve-se salientar que o processo de alívio do congestionamento poderia ser realizado pelo OIS considerando todo o sistema de transmissão sob seu controle como uma única zona. Portanto, o despacho do sistema pode ser programado e reprogramado desconsiderando o conceito zonal aqui apresentado; isto é, o alívio do congestionamento pode ser realizado considerando o sistema como um todo e não zonalmente.

Embora o alívio do congestionamento considerando uma única zona seja mais simples do ponto de vista procedimental, ele é muito mais difícil de ser executado do ponto de vista computacional e de implementação, pois exige a modelagem de um sistema de maior dimensão.

4.3 Cálculo do Custo de Congestionamento

4.3.1 Aspectos Gerais

O MAE calculará os preços marginais das zonas *ex-post* à operação real do sistema, baseado nas demandas, disponibilidades e gerações reais. Demanda real significa demanda medida de todos os agentes que comercializam no MAE, mais qualquer redução da demanda instruída pelo OIS. Disponibilidade real significa a última declaração de disponibilidade considerada válida feita por um gerador. Geração real significa energia medida na saída das subestações de geração, para cada uma das usinas do sistema.

O preço *spot* de cada zona do sistema será calculado de acordo com os períodos de apuração definidos para a programação do sistema, devendo-se observar que a definição das zonas para a etapa de cálculo dos preços zonais deve ser a mesma daquela adotada durante a etapa de alívio dos congestionamentos. Este procedimento garante a consistência entre o processo de despacho e de cálculo e alocação de custos.

A Figura 4.2 apresenta de forma esquemática uma proposta para o cálculo do custo de congestionamento o qual deverá ser executado *ex-post* à operação do sistema.

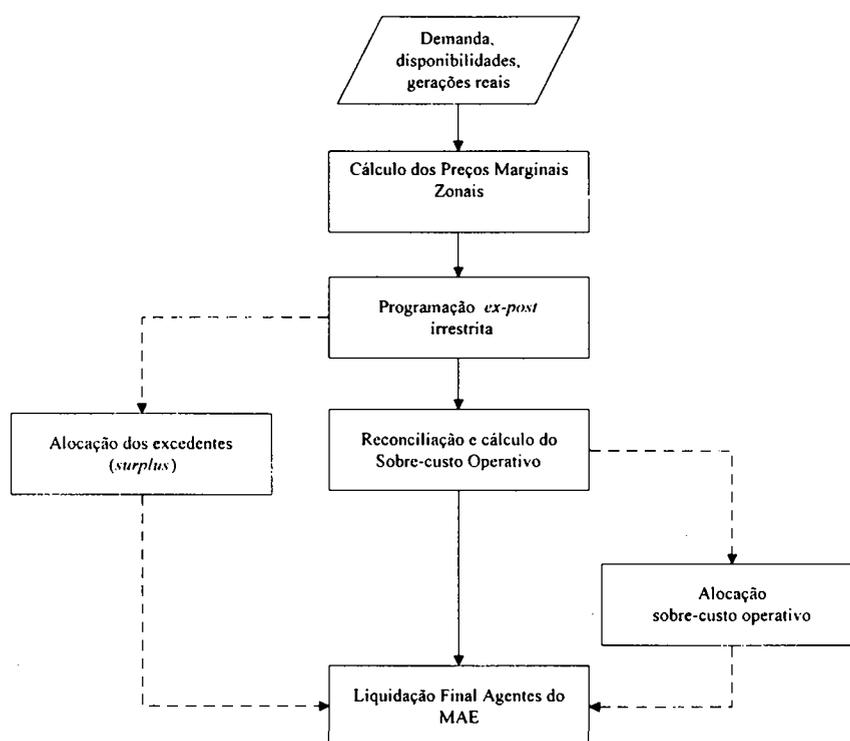


Figura 4.2 – Cálculo do Custo de Congestionamento - Base Zonal MAE

4.3.2 Cálculo do Custo do Congestionamento Inter-zonal

O MAE deverá executar um modelo de despacho para o cálculo dos preços marginais das zonas do sistema para cada período de apuração com base na demanda e disponibilidade reais, usando um modelo de rede que considere os limites de transferência de potência ativa entre as zonas do sistema.

Na ocorrência de congestionamentos inter-zonais, diferentes preços marginais são verificados e, conseqüentemente, tem-se um excedente de renda (*surplus*) ao comparar-se as receitas recebidas pelos geradores e os pagamentos realizados pelas cargas.

Um exemplo pode ajudar a esclarecer melhor este procedimento. A Figura 4.3 apresenta duas zonas, as quais estão interligadas através de uma linha de transmissão com capacidade de transferência de 10MW. O problema em questão deve ser considerado sob as regras de um mercado de energia *Pool*, com fixação de preços marginais por zonas. Neste modelo, o MAE recebe a informação das demandas e disponibilidades reais e, baseado nos preços de ofertas dos geradores e cargas define a programação *ex-post* irrestrita, atendendo os limites de intercâmbio de potência ativa entre as zonas do sistema.

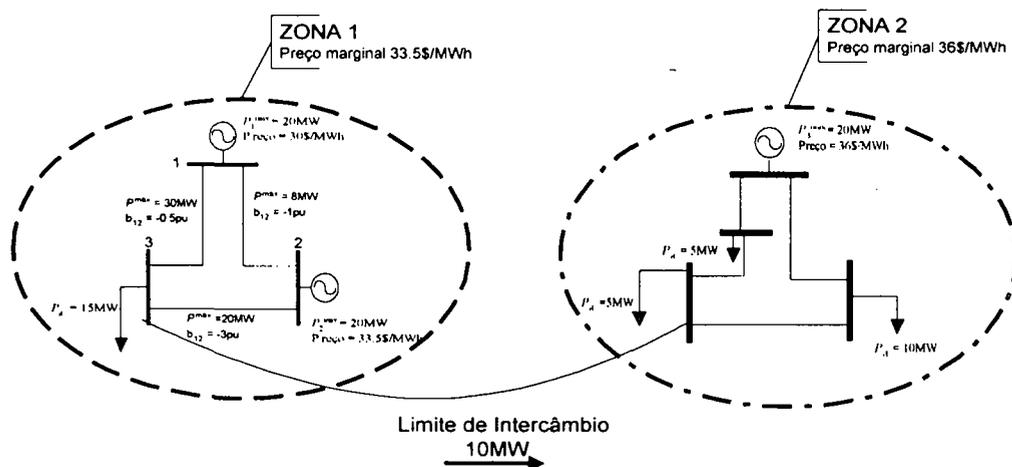


Figura 4.3 – SEE de Duas zonas - Limite de Intercâmbio Inter-zonal

As duas zonas dispõem de recursos de geração e de cargas, com as seguintes características:

Tabela 4.1 – Disponibilidades Reais Geradores Zona 1 e 2

Gerador	Capacidade (MW)	Preço (\$/MWh)
G ₁	20	30
G ₂	20	33.5
G ₃	20	36.0

Tabela 4.2 – Demandas Reais Zona 1 e 2

Demanda	Carga (MW)
Demanda 1	15
Demanda 2	15

a) Desconsiderando-se os limites de intercâmbio entre zonas, o despacho ótimo irrestrito para o período de apuração seria o seguinte:

Tabela 4.3 – Programação Ótima Irrestrita Sem Limites de Intercâmbio

Gerador	Zona 1 (MWh)	Zona 2 (MWh)
G ₁	20	
G ₂	10	
Demanda 1	-15	
G ₃		0
Demanda 2		-15

Observe-se que existe um único PMS igual a \$33.5/MWh determinado por G₂ e que há uma transferência de 15MW da zona 1 para a zona 2, que supera a capacidade de transferência da linha fixada em 10MW.

b) Considerando-se os limites de intercâmbio entre zonas, para o período de apuração, o novo balanço é dado por:

Tabela 4.4 – Programação Ótima Irrestrita com Limites de Intercâmbio

Gerador	Zona 1 (MWh)	Zona 2 (MWh)
G ₁	20	
G ₂	5	
Demanda 1	-15	
G ₃		5
Demanda 2		-15

Tem-se então preços marginais distintos para as zonas 1 e 2 de \$33.5/MWh e \$36/MWh, respectivamente. Neste caso, geradores (demandas) recebem (pagam) pela produção (consumo) ao preço marginal de cada zona. A Tabela 4.5 a seguir mostra o balanço no MAE para o despacho da Tabela 4.4.

Tabela 4.5 – Programação *Ex-post* Irrestrita com Limites de Intercâmbio

Gerador	Despacho (MWh)	PMS (\$/MWh)	Total (\$)
G ₁	20	33.5	670.0
G ₂	5	33.5	167.5
Demanda 1	-15	33.5	-502.5
G ₃	5	36	180.0
Demanda 2	-15	36	-540.0
Total	0		-25.0

A programação *ex-post* irrestrita representa o perfil de geração que teria acontecido na ausência das restrições de transmissão intra-zonais, mas considerando as inter-zonais. Para fazer isto, os dados usados para a programação *ex-post* (exceto as restrições de transmissão intra-zonais) são os mesmos que foram usados na operação real do sistema.

Observa-se da programação *ex-post* irrestrita, que a soma dos pagamentos efetuados pela demanda excede em \$25.0 à remuneração total dos geradores. O tratamento do congestionamento inter-zonal resulta em um excedente, que pode ser alocado da mesma forma como sugerido no tratamento do congestionamento em mercados *Pool* com fixação de preços nodais do Capítulo III.

Outros trabalhos tem sido desenvolvidos no tocante à alocação do excedente (“*surplus*”) por congestionamento inter-zonal [24]. Nestes trabalhos, mostra-se como o congestionamento diminui a renda de um gerador que está exportando energia e, mais importante ainda, aumenta o risco financeiro de um gerador localizado na região exportadora com contratos na região importadora. Como forma de aliviar a exposição dos geradores, ferramentas financeiras como os TCC’s são propostas.

4.3.3 Cálculo do Custo do Congestionamento Intra-zonal

O MAE deverá efetuar o processo de cálculo do custo de congestionamento intra-zonal para cada uma das zonas do sistema, sem alterar os encargos de congestionamento inter-zonais. Para o cálculo do custo de congestionamento intra-zonal é necessário contar com a informação da operação real do sistema, a programação *ex-post* irrestrita e os preços ofertados pelos agentes do sistema no mercado *spot*.

Para ilustração do cálculo de custo das restrições intra-zonais, serão consideradas as restrições de transmissão da zona 1 do exemplo apresentado na Figura 4.3 e, por facilidade de exposição serão desconsideradas as restrições intra-zonais da zona 2 e o limite de intercâmbio entre as duas zonas. A Figura 4.4 apresenta o sistema equivalente.

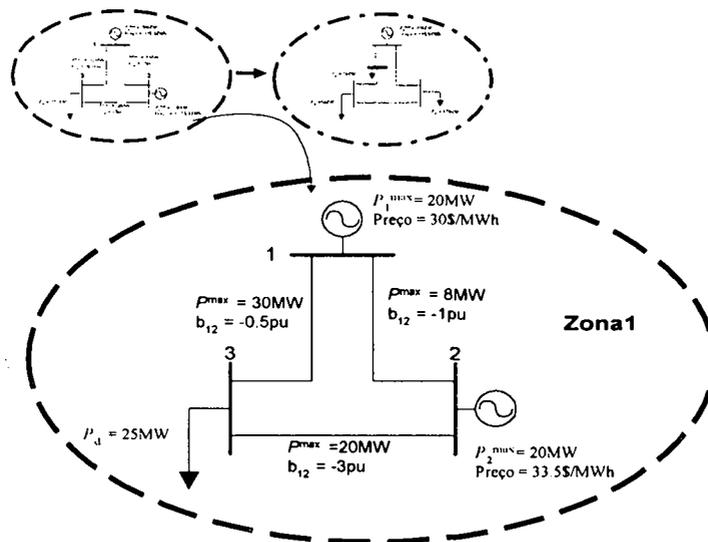


Figura 4.4 – SEE Zona 1 – Tratamento Congestionamento Intra-zonal

Do Capítulo III, tabelas 3.1 e 3.2, são conhecidos os resultados dos despachos restrito e irrestrito para o sistema equivalente da zona 1. Da solução do despacho restrito, verifica-se que é possível aliviar o problema de congestionamento intra-zonal através de recursos próprios da zona. Evidentemente que este alívio faz com que a geração real seja diferente daquela já liquidada no MAE, baseada na programação *ex-post* irrestrita (Tabela 4.5). A Tabela 4.6 apresenta as diferenças entre as gerações resultantes do despacho *ex-post* irrestrito e as efetivamente despachadas durante a operação real do sistema.

Tabela 4.6 – Diferenças entre Despachos de Geração da Zona 1

Gerador	Despacho irrestrito (MW)	Despacho Restrito (MW)
G ₁	20	15
G ₂	5	10

Assim, torna-se necessário um processo de reconciliação. Nesta reconciliação, o montante de geração fora de mérito é remunerado ao preço de oferta de cada recurso,

resultando em um sobre-custo ocasionado pelas restrições do sistema de transmissão da zona. Uma forma de determinar este sobre-custo dentro de um período j , é fazendo o processo de reconciliação para cada uma das usinas despachadas centralmente:

$$\sum_j (A_{ij} - E_{U_{ij}}) * Preço_{ij}, \quad (4.1)$$

onde:

A_{ij} Geração medida para a usina i no período de despacho j ;
 $E_{U_{ij}}$ Geração do despacho irrestrito para a usina i no período j ;
 $Preço_{ij}$ Preço para usina i no período de despacho j .

Portanto, o sobre-custo operativo da zona é o seguinte:

Tabela 4.7 – Processo de Reconciliação Zona 1

<i>Gerador 1</i> →	$(15-20)*30.0$	$= -150.0$
<i>Gerador 2</i> →	$(10- 5)*33.5$	$= 167.5$
<i>Sobre-custo operativo Zona 1</i>		<i>\$17.5</i>

Para os geradores da zona, tem-se os seguintes fluxos de pagamentos:

Tabela 4.8 – Receita Geradores Zona 1

<i>Gerador 1 (MAE + Reconciliação)</i> →	$670.0 - 150.0$	$= 520.0$
<i>Gerador 2 (MAE + Reconciliação)</i> →	$167.5 + 167.5$	$= 335.0$
<i>Receita total geradores</i>		<i>\$855.0</i>

Salienta-se que o custo de operação irrestrita da zona seria de $670 + 167.5 = 837.5$. Portanto há um sobre-custo operativo de $855 - 837.5 = 17.5$. Uma vez calculado o sobre-custo operativo intra-zonal é necessário resolver ainda o problema de alocação destes custos, o qual constitui o tema principal desta dissertação. Para tal fim, no Capítulo V será apresentada uma metodologia de alocação baseado na teoria de jogos, mais precisamente baseada no Valor de Aumann-Shapley [1, 25], a qual consegue recuperar o custo exato das

restrições do sistema, alocando o sobre-custo de forma justa e oferecendo os sinais econômicos adequados ao mercado.

4.4 Conclusões

A presença de congestionamentos “regionaliza” o mercado de energia elétrica de forma natural, tornando possível a identificação e a definição de zonas que reflitam as principais características do sistema de transmissão. A definição das zonas obedece a um critério operativo que deve ser coerente com o critério econômico; isto é, espera-se que o PMS de cada zona seja o mais próximo possível do preço de oferta do último recurso efetivamente despachado dentro da zona.

A correta definição das zonas se torna fundamental no modelo de mercado que administra o congestionamento do sistema sobre uma base zonal, dado que é a partir desta definição que são calculados os preços marginais das zonas do sistema.

A administração do congestionamento pode ser realizado com base na definição de múltiplas zonas ou de uma única zona. A definição das zonas é realizado fundamentada em critérios operativos, sendo indispensável haver uma coerência entre o tratamento técnico e econômico do sistema.

CAPÍTULO 5. METODOLOGIA PARA ALOCAÇÃO DO CUSTO DE CONGESTIONAMENTO INTRA-ZONAL

5.1 Introdução

A administração do congestionamento apresentada no Capítulo IV tratou o alívio e cálculo do congestionamento em uma base zonal, salientando a necessidade de se desenvolver mecanismos de alocação do custo de congestionamentos intra-zonais em um esquema de mercado *Pool* com fixação de preços via PMS.

Vários aspectos precisam ser investigados para a solução do problema de alocação do custo de congestionamento intra-zonal, os quais relacionam-se com a recuperação do montante exato do custo e a alocação justa das reconciliações de modo a se obter uma repartição final que satisfaça as seguintes características [26]:

- a alocação deve cobrir totalmente o custo do serviço;
- a alocação deve estar baseada no uso real do serviço;
- o método de alocação deve ser viável e de fácil aplicação.

A prática usual da indústria tem sido a adoção de critérios e fórmulas simples para a alocação dos custos de congestionamentos intra-zonais para um modelo de mercado *Pool* com fixação de preços via PMS. O defeito destes métodos é que eles ignoram a principal motivação do estudo deste problema: alcançar a eficiência econômica; isto é, determinar uma alocação que não exceda os custos de oportunidade dos agentes do mercado ou a sua voluntariedade de pagar pelo serviço realmente recebido. De modo geral, o critério de alocação usado no esquema de mercado sob estudo é do tipo *pro rata*, repassando-se os custos à cargas do sistema, proporcionalmente a sua demanda, tal como está estabelecido para o setor elétrico brasileiro.

A alocação do custo de congestionamento deve resultar em uma repartição eficiente entre os agentes do mercado. A metodologia de alocação empregada pode ser classificada como teoricamente justificada (não arbitrária) ou arbitrária. Como forma de se justificar

teoricamente, uma alocação de custos deve atender, basicamente, as seguintes propriedades [25, 27]:

- aditividade;
- monotonicidade;
- defensibilidade.

A aditividade requer que a soma das partes alocada represente o custo exato, exigindo que o resultado da repartição do custo seja único (não ambíguo, caracterizado também como unicidade). A monotonicidade pode ser explicada se consideramos que sob uma condição em que o custo total do serviço é incrementado, o custo alocado para os agentes deve permanecer constante ou então aumentar. Do contrário, caso houvesse uma redução de custo para algum agente, este estaria se beneficiando, caracterizando subsídio cruzado. Por último, para ser defensível é requerido provar que, para a finalidade de alocação, nenhum outro método aditivo e monotônico aloque o custo do serviço de uma melhor forma.

North-Holland [25] mostra como o problema de repartição de custos está fortemente relacionado com a teoria dos jogos. Neste problema, deseja-se utilizar um mecanismo de repartição que seja eficiente, justo e que forneça um incentivo à cooperação das várias partes envolvidas, atributos estes que são encontrados na Teoria dos Jogos Cooperativos.

Outro aspecto relevante de alocação de custos é o conceito de eficiência econômica. O método de alocação deve atribuir encargos que não excedam os benefícios recebidos pelos agentes, de modo a haver voluntariedade de pagamento por parte destes agentes.

Neste capítulo, mostra-se como o problema de alocação do custo do serviço de alívio de congestionamento intra-zonal, para um modelo de mercado *Pool*, pode ser formulado como um jogo cooperativo não atômico, permitindo a recuperação do valor exato do serviço e apresentando sinais certos aos agentes do mercado, de modo a refletir as características da rede.

Antes de aplicar o método proposto ao problema de alocação do custo de congestionamento intra-zonal, na Seção 5.2 são descritas várias alternativas de alocação de custos e suas principais características. Posteriormente, na Seção 5.3, desenvolve-se o algoritmo de solução do problema de alocação. Na Seção 5.4, aplica-se o Valor de Jogos

não Atômicos de Aumann-Shapley (AS) [1]. Na Seção 5.5 é apresentada uma extensão do método de alocação proposto para um modelo de mercado com fixação de preços nodais. Por último, na Seção 5.5 são apresentadas as motivações que levam a repassar todo o custo do congestionamento às cargas do sistema.

Toda a análise que se segue está baseada no sistema ilustrado na Figura 5.1.

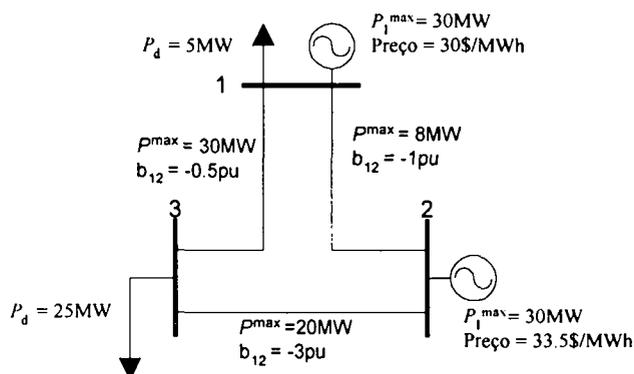


Figura 5.1 – Sistema com Duas Cargas

As tabelas 5.1 e 5.2 apresentam as programações irrestrita e a programação real (restrita) para o caso apresentado na Figura 5.1. A Tabela 5.3 apresenta o cálculo do sobre-custo operativo que deve ser alocado para um mercado de energia *Pool* com fixação de preços via PMS.

Tabela 5.1 – Programação Irrestrita

<i>Solução primal</i> → $P_1 = 30 \text{ MW}, P_2 = 0 \text{ MW}$
$\theta_2 = -15.0, \theta_3 = -19.0$
<i>Solução dual</i> → $CM_1 = CM_2 = CM_3 = 30,0\$/\text{MWh} = \text{PMS}$

Tabela 5.2 – Programação Restrita

<i>Solução primal</i> → $P_1 = 20 \text{ MW}, P_2 = 10 \text{ MW}$
$\theta_2 = 8.0, \theta_3 = -14.0$
<i>Solução dual</i> → $CM_1 = 30,0\$/\text{MWh}, CM_2 = 33,5\$/\text{MWh}, CM_3 = 33,0\$/\text{MWh}$

Tabela 5.3 – Processo de Reconciliação

<i>Gerador 1</i>	$(20 - 30) * 30.0$	-300.0
<i>Gerador 2</i>	$(10 - 0) * 33.5$	335.0
<i>Sobre-custo Operativo</i>		35.0

5.2 Alternativas de Alocação de Custos

5.2.1 Alocação Via Custos Marginais

Sabe-se que a eficiência econômica pode ser induzida, fazendo-se com que o custo que cabe a cada agente pelo uso de um determinado serviço seja proporcional ao custo marginal do recurso utilizado [27]. Desta forma, o montante que cabe ao agente i pelo uso de um determinado serviço é dado por:

$$x_i = \frac{\partial c(b)}{\partial b_i} * b_i \quad (5.1)$$

Onde:

- $c(b)$ o custo total do serviço;
- X_i o montante do custo que cabe ao agente i ;
- b_i o montante de transação do agente i .

Para o sistema apresentado na Figura 5.1, tem-se os seguintes fluxos de pagamentos via preços nodais:

Tabela 5.4 – Fluxo de Pagamentos Via Preços Nodais (30MW)

<i>Gerador 1</i>	$30.0 * 20$	600.0
<i>Gerador 2</i>	$33.5 * 10$	335.0
<i>Total Geradores</i>		935.0
<i>Carga Pd1</i>	$30.0 * 5$	150.0
<i>Carga Pd3</i>	$33.0 * 25$	825.0
<i>Total Cargas</i>		975.0

Da Tabela 5.4, as receitas totais dos geradores somam \$935.0, enquanto os pagamentos das cargas somam \$975.0. Verifica-se um excedente de \$40.0, que representa o sobre-custo operativo do sistema, diferentemente do sobre-custo calculado para um modelo de mercado *Pool* com fixação de preços via PMS (\$35.0).

Para uma estrutura de mercado *Pool* que fixa os preços do sistema via custos marginais nodais é possível encontrar a componente de congestionamento de cada barra; isto é, o custo marginal do nó pode ser descomposto em duas componentes básicas: uma componente relacionada com o custo da geração e perdas e outra relacionada com o custo de congestionamento [28].

$$\lambda_b = \lambda_{GL} + t_c \quad (5.2)$$

Onde:

- λ_b o custo marginal da barra;
- λ_{GL} a componente de geração e perdas;
- t_c a componente de congestionamento.

Este cálculo permite a alocação do custo de congestionamento para cada uma das barras do sistema de forma eficiente do ponto de vista econômico, mas resulta em um excedente que precisa da implementação de outros mecanismos de alocação, de acordo com o uso dado a tal excedente.

A componente de congestionamento (t_c) não pode ser aplicada diretamente a este esquema de mercado, pois o custo de congestionamento calculado via preços nodais (\$40) é diferente do custo de congestionamento calculado através do processo de reconciliação (\$35). A metodologia de alocação via preços nodais embora sinalize a escassez do recurso induzindo eficiência econômica, não recupera o custo exato do sobre-custo operativo do sistema, não satisfazendo portanto a propriedade de aditividade.

A propriedade de monotonicidade pode ser examinada, modificando-se a carga da barra 1 de 5MW para 7MW, por exemplo, e observando-se o impacto sobre a alocação de custos. Os resultados do FPO para este novo perfil de cargas são os seguintes:

Tabela 5.5 – Programação Irrestrito 32MW de Carga

Solução primal → $P_1 = 30MW, P_2 = 2MW$

$$\theta_2 = -13.6, \theta_3 = -18.8$$

Solução dual → $CM_1 = CM_2 = CM_3 = 33,5\$/MWh$

Tabela 5.6 – Programação Restrita 32MW de Carga

Solução primal → $P_1 = 22MW, P_2 = 10MW$

$$\theta_2 = -8, \theta_3 = -14$$

Solução dual → $CM_1 = 30.0\$/MWh, CM_2 = 33,5\$/MWh, CM_3 = 33,0\$/MWh$

Tabela 5.7 – Fluxo de Pagamentos Via Preços Nodais (32MW)

<i>Gerador 1</i>	$30.0*22$	<i>660.0</i>
<i>Gerador 2</i>	$33.5*10$	<i>335.0</i>
<i>Carga Pd₁</i>	$30.0*7$	<i>210.0</i>
<i>Carga Pd₃</i>	$33.0*25$	<i>825.0</i>

Da Tabela 5.7, as receitas totais dos geradores somam \$995.0 enquanto os pagamentos das cargas somam \$1035.0, verificando-se o mesmo excedente apresentado para o caso original (\$40.0). Obtém-se que o incremento da carga da barra 1 resultou em um acréscimo de pagamento para esta carga; por outro lado, o pagamento da carga localizada na barra 3 permaneceu fixa, verificando-se então que a propriedade de monotonicidade do método de alocação via custos marginais é atendida.

Da literatura [27,29] é possível provar que a alocação de custos via custos marginais é teoricamente justificada sob o ponto de vista econômico, exceto que não recupera o custo do serviço em seu valor exato.

5.2.2 Alocação Via *Pro Rata*

Diversos trabalhos têm sido desenvolvidos usando algum método do tipo *pro rata* para a alocação de custos [26]. Nesta seção, apresenta-se um método de alocação do sobre-custo operativo devido ao congestionamento do sistema de transmissão. Este método aloca o sobre-custo operativo proporcionalmente à demanda do sistema.

Uma alocação de custos que seja proporcional à demanda do sistema resulta nos seguintes pagamentos (sistema da Figura 5.1):

Tabela 5.8 – Alocação do Custo de Congestionamento *Pro Rata*

<i>Barra 1</i>	16.70%	$35 * 0.1670$	= 5.85
<i>Barra 3</i>	83.30%	$35 * 0.833$	= 29.15
<i>Pagamento cargas por conceito de sobre-custo</i>			35.00

Os resultados mostram que a soma das partes alocadas recupera o valor exato do sobre-custo operativo; portanto, é aditivo.

É importante salientar que a carga localizada na barra 1 tem que pagar \$5.85, pelo congestionamento, embora esta barra possua o recurso de geração mais barato do sistema, com uma capacidade de 30MW, o suficiente para atender a demanda de todo o sistema. O sobre-custo alocado desta forma não reflete o verdadeiro uso do recurso e, portanto, não é eficiente economicamente.

De igual forma ao da alocação preços nodais, a propriedade de monotonicidade é examinada modificando-se a carga da barra 1 de 5MW para 7MW. Das tabelas 5.5 e 5.6, obtém-se através do processo de reconciliação um sobre-custo operativo de \$28.0. O custo do serviço diminuiu de \$35.0 para \$28.0 pois a carga foi incrementada na barra com menor custo incremental, onde havia geração restrita pelo congestionamento. Neste caso seria esperado uma diminuição dos pagamentos das cargas. Aplicando o esquema de alocação *pro rata*, tem-se os seguintes pagamentos:

Tabela 5.9 – Alocação do Custo *Pro Rata* (32MW)

<i>Barra 1</i>	21.90%	$28 * 0.219$	= 6.132
<i>Barra 3</i>	78.10%	$28 * 0.781$	= 21.868
<i>Pagamento cargas por conceito de sobre-custo</i>			28.00

Observe-se das tabelas 5.8 e 5.9 como quando a carga é incrementada de 30MW para 32MW, o montante de pagamento da carga da barra 1 incrementa de \$5.85 para \$6.13, enquanto o montante de pagamento da carga da barra 3 decresce de 29.15 para \$21.87. Portanto, a alocação de custos *pro-rata* proporcional à carga não satisfaz a propriedade de monotonicidade.

5.3 Alocação Via Teoria dos Jogos Cooperativos

5.3.1 Aspectos Gerais

Os fundamentos da teoria dos jogos cooperativos foram apresentados no tratado de Von Neumann e Morgenstern [30]. A idéia de núcleo (“*core*”) de um jogo foi posteriormente desenvolvida por Shapley e Gillies [25]. A aplicação da teoria dos jogos tem sido extensivamente usada para a alocação dos custos de diversos serviços [31].

Existe uma série de serviços que não podem ser providos para cada consumidor ou comprador na quantidade exata que ele requer, mas é possível provê-los para um volume de consumidores ou compradores. O problema de como dividir os custos do serviço que são gerados e os pagamentos por um volume de “pequenos” ou ainda, “infinitesimais” usuários, encontra-se no domínio da teoria dos jogos cooperativos. O sobre-custo operativo do sistema pode ser enquadrado dentro do contexto de aplicação dos jogos cooperativos, sendo possível aplicar a este problema o valor de jogos não atômicos de AS.

Nesta dissertação é utilizado o desenvolvimento realizado em [32], onde a repartição do valor de AS é apresentada como decorrência natural da repartição do valor de Shapley [33, 34]. O desenvolvimento matemático do método é apresentado no Anexo 8.1, juntamente com as suas propriedades.

5.3.2 Metodologia de AS Aplicada ao Problema de Alocação do Custo de Congestionamento Intra-Zonal

O método proposto requer a definição de uma função de valor ótimo, que integrada em um dado intervalo fornece o valor do custo unitário do uso do serviço.

No problema em análise, tem-se que o custo marginal, λ_k , por barra é calculado por [21, 28]:

$$\lambda_k = PMS(1 - \frac{\partial L}{\partial P_k}) + t_k \quad (5.3)$$

Onde:

$PMS(1 - \frac{\partial L}{\partial P_k})$ a componente de geração e perdas da barra k ;

t_k a componente de congestionamento do custo marginal da barra k .

Desconsiderando-se as perdas (por facilidade de exposição), tem-se que a componente do custo de congestionamento, t_k , é calculada por:

$$t_k = \lambda_k - PMS \quad (5.4)$$

Observe-se que, sem congestionamento os custos marginais de todas as barras, λ_k , são iguais ao PMS e portanto $t_k = 0$.

No problema de alocação do custo do congestionamento, o cálculo da integral da função de valor ótimo deve refletir o custo unitário do congestionamento por barra.

Então, tem-se que:

$$\tilde{\pi}_k = \int_{t=0}^{t=1} \pi_k(t) dt \quad k = 1, \dots, K \quad (5.5)$$

Onde:

$\tilde{\pi}_k$ valor unitário do custo de congestionamento para a barra k ;
 $\pi_k(t)$ função valor ótimo;
 K número total de barras de barras do sistema.

$\pi_k(t)$ é a parcela do custo marginal da barra k , correspondente ao custo de congestionamento no ponto de operação t .

$$\pi_k(t) = \lambda_k(t) - PMS(t) \quad (5.6)$$

Portanto,

$$\tilde{\pi}_k = \int_{t=0}^{t=1} (\lambda_k(t) - PMS(t)) dt \quad (5.7)$$

A integral de custo unitário é calculada numericamente discretizando-se a variável t no intervalo $[0, 1]$. Para cada valor de t , obtém-se os multiplicadores de Lagrange $\lambda_k(t)$, e o valor do PMS que são utilizados para computar $\pi_k(t)$, como é mostrado na Figura 5.2.

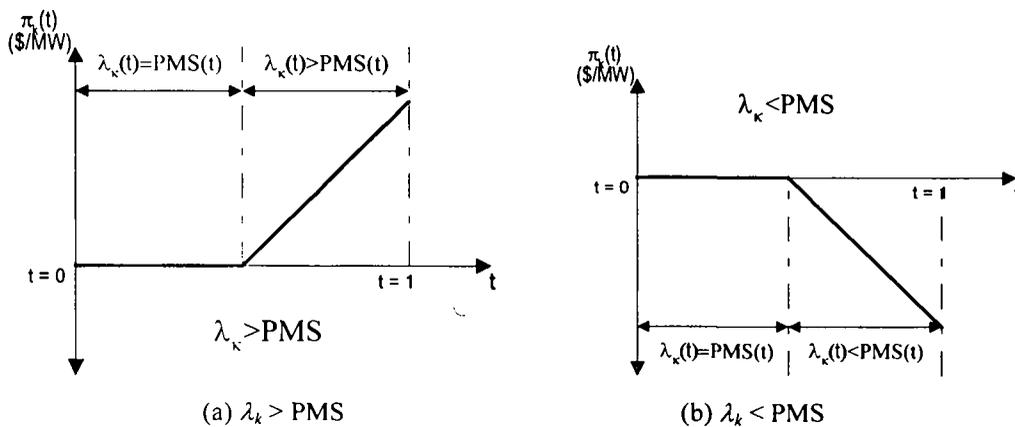


Figura 5.2 – Cálculo do Custo Unitário de AS para a Barra k

É preciso integrar o valor de $\pi_k(t)$ entre o intervalo $[0, 1]$ para representar todos os pontos de operação do sistema, de forma a simular a entrada aleatória de um grande número de pequenos usuários em cada barra do sistema, para um determinado período de apuração, verificando-se que cada carga somente pague pelo congestionamento que causa através da componente marginal da sua inclusão.

O custo de congestionamento de cada barra do sistema corresponde então, ao custo unitário de AS devido à potência ativa de cada barra do sistema, no montante P_k . O pagamento por congestionamento para cada barra de carga do sistema seria:

$$x_{i(k)} = \tilde{\pi}_k * P_k \quad k = 1, \dots, K \quad (5.8)$$

A aplicação do método requer da solução de tantos FPO's quantos forem o número de partições realizadas para a variável t . Embora todos os estudos e análises tenham sido feitos para um sistema de mercado *Pool*, o método proposto possui a flexibilidade suficiente para ser aplicado também sobre um mercado baseado em transações bilaterais.

A implementação deste método consegue dar os sinais certos, pois está baseado nos custos marginais e recupera o custo exato do serviço, sendo portanto aditivo. O método é invariante a mudanças de escala e é monotônico, como é apresentado no Anexo 8.1.1.

O algoritmo proposto para alocação do sobre-custo operativo é apresentado a seguir:

1. Inicialize as variáveis das diferenças entre os custos marginais do sistema e o custo marginal das barras, sendo K o número total de barras do sistema.

$$\pi_k^r = 0 \quad k = 1, \dots, K$$

2. Inicialize o parâmetro t e o contador de casos simulados $cont$.

$$t = 0$$

$$cont = 0$$

3. Determine o montante de carga ativa associado a cada barra, correspondente ao parâmetro t .

$$P_k(t) = P_k \cdot t \quad k = 1, \dots, K$$

4. Determine o PMS, através da solução de um FPO irrestrito.
5. Determine os preços nodais de cada barra, através da solução de um FPO restrito, λ_k .
6. Determine o custo marginal unitário para cada barra do sistema.

$$\pi_k = \lambda_k - PMS; \quad k = 1 \dots K$$

Se $|\pi_k| \neq 0$, então

Prossiga ao passo 7

Caso contrário,

Prossiga ao passo 8

7. Acumule os custos marginais para cada barra e o contador de casos simulados.

$$\pi_k^t = \pi_k^{t-1} + \pi_k \quad k = 1, \dots, K$$

$$cont = cont + 1$$

8. Incremente o parâmetro t .

$$t = t + \Delta t$$

Se $t = 1$ então

Prossiga ao passo 9

Se não

Retorne ao passo 3

9. Determine o custo unitário de AS para cada transferência

$$\tilde{\pi}_k = \frac{\pi_k^T}{cont} \quad k = 1, \dots, K$$

10. Calcule o custo que cabe a cada barra do sistema

$$x_k = \tilde{\pi}_k * P_k \quad k = 1, \dots, K$$

5.4 Aplicação do Método de Alocação de AS ao Sistema Teste

Nesta seção são apresentados os resultados numéricos da aplicação do método de AS para o sistema da Figura 5.1. Demonstra-se que o método não precisa de regras adicionais para a identificação do custo de congestionamento por barra, pois fornece diretamente os custos de congestionamento que devem ser alocados para cada barra de carga do sistema.

- a) Aplicando o método de AS ao exemplo de três barras da Figura 5.1, obtém-se os seguintes custos unitários para cada uma das barras do sistema:

Tabela 5.10 – Custos Unitários de AS

<i>Barra 1</i>	<i>0.000</i>
<i>Barra 2</i>	<i>1.633</i>
<i>Barra 3</i>	<i>1.400</i>

O custo total do sobre-custo operativo é calculado como a somatória dos produtos entre o custo unitários de AS e as cargas ativas em cada barra do sistema.

Tabela 5.11 – Alocação Sobre-custo Operativo Via AS

<i>Barra 1</i>	<i>0.000 * 5.0</i>	<i>= 0.0</i>
<i>Barra 2</i>	<i>1.633 * 0.0</i>	<i>= 0.0</i>
<i>Barra 3</i>	<i>1.400 * 25.0</i>	<i>= 35.0</i>
<i>Sobre-custo Operativo</i>		<i>35.0</i>

O custo alocado via AS é de \$35.0, exatamente igual ao valor do sobre-custo operativo. Portanto, o método de AS satisfaz as seguintes propriedades de alocação de custos:

- a soma das partes alocadas recupera o valor exato do sobre-custo operativo; portanto é aditivo;
- apresenta os sinais econômicos corretos pois reflete as características do sistema de transmissão.

Os resultados apresentados foram obtidos discretizando-se o intervalo [0 1] em 400 pontos. A Figura 5.3 apresenta o comportamento dos valores unitários de AS das barras do sistema para cada um dos pontos de integração da variável t .

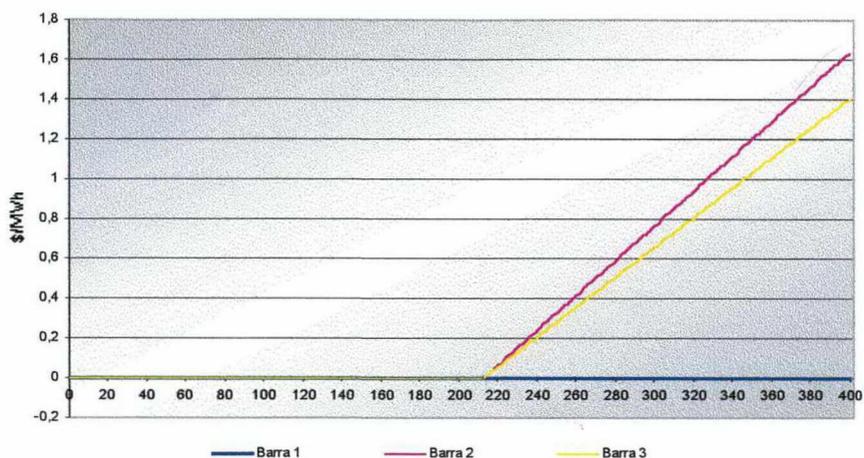


Figura 5.3 – Comportamento Custos Unitários de AS

Observe-se, como no começo os valores unitários de AS são zeros em todas as barras do sistema; a partir do ponto de operação onde o sistema começa apresentar congestionamento verificam-se diferentes valores unitários de AS, os quais correspondem às componentes de congestionamento do custo marginal de cada barra do sistema.

- b) Para verificar a propriedade de monotonicidade, modifica-se a carga da barra 1 de 5MW para 7MW. Aplicando o método de AS, obtém-se a seguinte alocação para cada uma das barras do sistema:

Tabela 5.12 – Alocação Sobre-custo Operativo Via AS – 32MW de Carga

<i>Barra 1</i>	$-0.2188 * 7.0$	$= -1.531$
<i>Barra 2</i>	$1.4175 * 0.0$	$= 00.00$
<i>Barra 3</i>	$1.1838 * 27.0$	$= 29.595$
<i>Sobre-custo Operativo</i>		28.0

Os resultados apresentados foram obtidos discretizando-se o intervalo [0 1] em 400 pontos. Verifica-se um decréscimo nos pagamentos efetuados pelas cargas do sistema devido à diminuição do custo do serviço, de \$0.0 para \$(-)1.5 na barra 1 e de \$35.0 para

\$29.6 na barra 3. Verificando-se a monotonicidade do método de alocação de custos via AS.

O valor negativo do pagamento efetuado pela carga localizada na barra 1 é justificado pelo fato que o custo marginal da barra (\$30.0/MWh) é menor que o PMS (\$33.5/MWh), portanto o valor unitário de AS deve ser negativo como foi apresentado na Figura 5.3. Um análise mais profunda destes custos negativos é feita no exemplo de duas zonas do Capítulo VI, apoiado na extensão do método de AS a mercados de energia elétrica desenvolvida na Seção 5.5.

5.5 Extensão do Método de AS a Mercados de Energia Elétrica com Fixação de Preços Nodais

Dado que o valor unitário de AS representa a componente de congestionamento de cada barra de carga do sistema, a aplicação deste valor ao método de alocação de custos de congestionamento via preços nodais resolve o problema de não aditividade deste método, como é mostrado na seguinte análise:

Da equação 5.6, tem-se:

$$\lambda_k(t) = PMS(t) + t_k(t)dt \quad (5.9)$$

O valor unitário de AS para barra de carga k , representa a componente de congestionamento do custo marginal que cobre o custo exato do serviço. Portanto, a equação 5.4 pode ser rescrita como:

$$\lambda_k = \int_{t=0}^{t=1} (PMS(t) + t_k(t))dt \quad (5.10)$$

Ou

$$\lambda_k = \overline{PMS} + \tilde{\pi}_k \quad (5.11)$$

Lembre-se que estes custos são aplicados unicamente às cargas do sistema. Calculando esta equação ao sistema teste da Figura 5.1, obtém-se para cada uma das barras de carga:

Tabela 5.13 – Preços Nodais AS (\$/MWh)

$\lambda_k = \overline{PMS} + \tilde{\pi}_k$		
$\lambda_1 =$	$30.0 + 0.0$	$= 30.0$
$\lambda_3 =$	$30.0 + 1.40$	$= 31.4$

Observe-se, que neste caso o \overline{PMS} é de \$30.0/MWh, igual ao PMS calculado através do FPO irrestrito (Tabela 5.1).

As cargas devem pagar respetivamente pelas suas demandas, ao custo marginal, λ_k , calculado para cada barra de carga do sistema, obtendo-se os seguintes pagamentos:

Tabela 5.14 – Pagamentos Cargas

<i>Carga P_{d1}</i>	$30.0 * 5.0$	$= 150.0$
<i>Carga P_{d3}</i>	$31.4 * 25.0$	$= 785.0$
<i>Total Pagamento Cargas</i>		<i>935.0</i>

Mostrou-se anteriormente (Tabela 5.4) que a aplicação direta dos preços nodais resulta em um excedente, devido ao congestionamento do sistema, que faz com que os pagamentos das cargas (\$975) sejam superiores às receitas dos geradores (\$935). Aplicando a componente de custo de congestionamento calculada via AS, tem-se que a receita total dos geradores se iguala aos pagamentos efetuados pelas cargas, fazendo com que a propriedade de aditiva seja atendida.

É possível concluir da análise anterior que o método de alocação do custo de congestionamento de AS é aplicável ao esquema de mercado *Pool* com fixação de preços nodais. Igualmente fica demonstrada a motivação de repassar todo o custo do congestionamento às cargas do sistema.

5.6 Motivação para Alocação do Custo de Congestionamento às Cargas

Muitos debates têm sido realizados no sentido de se identificar quem deve pagar pelos custos de congestionamento. Geradores, cargas e transmissão apresentam suas justificativas motivadas por seus interesses. Na seqüência apresentamos uma contribuição para apoio a esta discussão.

Continuando com o sistema teste da Figura 5.1, tem-se os seguintes pagamentos para um modelo de mercado *Pool* com fixação de preços pelo conceito de PMS:

O PMS para o sistema é de \$30.0/MWh, fixado pelo gerador G_1 (Tabela 5.1)

Tabela 5.15 – Balanço no MAE – Geradores

Gerador	Despacho (MWh)	Remuneração (\$)
G_1	30	900.0
G_2	0	0.0
Receita Total		900.0

Tabela 5.16 – Balanço no MAE – Cargas

Demanda	Consumo (MWh)	Pagamento (\$)
P_{d1}	5	150.0
P_{d3}	25	750.0
Pagamento Cargas		900.0

Observe-se que o pagamento das cargas é igual à receita dos geradores (\$900.0), mas levando a cabo o processo de reconciliação (Tabela 5.3), obtém-se a receita final dos geradores do sistema:

Tabela 5.17 – Receita Final dos Geradores – Duas Zonas

<i>Gerador 1 (MAE + Reconciliação)</i>	$\rightarrow 900.0 - 300.0 = 600.0$
<i>Gerador 2 (MAE + Reconciliação)</i>	$\rightarrow 0.0 + 335.0 = 335.0$
Receita total geradores \$935.0	

Verifica-se então uma diferença entre a receita total dos geradores (\$935) e o pagamento efetuado pelas cargas do sistema (\$900), resultando portanto em um sobre-custo. Como se mostrou das tabelas 5.11 e 5.14, a aplicação do método de alocação do custo de congestionamento de AS ao sistema, recupera o custo exato do congestionamento, de modo que as receitas dos geradores se iguala ao pagamento das cargas. Portanto, a aplicação do método de alocação de custos de AS é direta para um esquema de mercado *Pool*, independentemente do mecanismo de fixação de preços.

A componente de congestionamento é totalmente repassada às cargas do sistema. A seguir se apresentam, alguns motivos adicionais que levam a esta decisão:

- o custo de congestionamento alocado através do método de AS corresponde à aplicação natural dos custos ótimos das barras, recuperando o valor “exato” do sobre-custo operativo (*Uplift*). Isto tira a possibilidade de qualquer discussão ao respeito, pois desta forma todos os agentes do mercado pagam ou recebem de acordo com seus custos ótimos nodais;
- o congestionamento diminui a renda de um gerador localizado em uma área exportadora de energia e, mais importante ainda, aumenta o risco financeiro deste gerador devido aos contratos com cargas da região importadora. Em caso de se repassar os custos dos congestionamentos intra-zonais aos geradores, estes estariam se expondo a externalidades que afetariam suas estratégias de mercado;
- o agente transportador está fortemente regulado. Excetuando as restrições devidas a manutenções da rede, o agente transportador não tem controle sobre os custos de congestionamento já que estes dependem dos preços de oferta dos recursos despachados fora de mérito;
- em caso de se repassar parte do custo de congestionamento ao transportador, devem ser estabelecidos mecanismos de controle de preços ou mudanças na regulamentação que define a remuneração das empresas de transmissão, dado que a volatilidade dos preços dos recursos do sistema tornariam muito vulneráveis os negócios de transmissão, inviabilizando o esquema de renda regulada.

5.7 Conclusões

Dos métodos de alocação apresentados neste capítulo, o método de AS é o único que incorpora os benefícios obtidos pelos agentes do sistema através do cálculo dos custos marginais das barras e cumpre com as propriedades de alocação de aditividade, monotonicidade e defensibilidade. A Tabela 5.18 resume as propriedades dos métodos de alocação apresentados no capítulo.

Tabela 5.18 – Propriedades dos Métodos de Alocação do Custo de Congestionamento

Método	Aditivo	Monotônico	Defensível	Eficiente Economicamente
Aumann-Shapley	Sim	Sim	Sim	Sim
Custos Marginais	Não	Sim	Sim	Sim
<i>Pro rata</i>	Sim	Não	Não	Não

A aplicação do método de alocação do custo de congestionamento de AS para um modelo de mercado de energia *Pool* independe do mecanismo de fixação de preços; isto é, pode ser aplicado diretamente tanto para um mercado *Pool* com fixação de preços nodais ou ainda via PMS.

O método de AS aloca o custo de congestionamento de forma natural para um modelo de mercado *Pool*, não precisa da criação de regras adicionais pois faz com que as cargas paguem por sua demanda a seu preço nodal, induzindo eficiência econômica.

CAPÍTULO 6. APLICAÇÃO DA METODOLOGIA PROPOSTA

6.1 Introdução

Neste Capítulo são apresentados os resultados numéricos da aplicação do método de AS ao problema de alocação dos custos de congestionamentos intra-zonais. Na Seção 6.2 faz-se uma análise, salientando-se a importância de uma correta identificação das zonas. Na Seção 6.3, aplica-se o método de AS ao sistema de sete barras sob uma base zonal, na presença de congestionamentos intra-zonais. Posteriormente, aplica-se o método de AS ao sistema teste de IEEE de 118 barras. Por último, aplica-se a extensão do método de AS a mercados com preços nodais.

6.2 Definição de Zonas para a Administração do Congestionamento

Pretende-se nesta seção demonstrar a importância de se definir as zonas corretamente. Para tanto, inicialmente é considerado o sistema apresentado na Figura 6.1 como sendo composto por uma única zona, justamente para se demonstrar que esta não é a melhor definição para o exemplo em análise. Posteriormente, com base nos resultados obtidos do caso anterior, propõe-se uma definição de zonas, onde será possível mostrar a adequação deste procedimento.

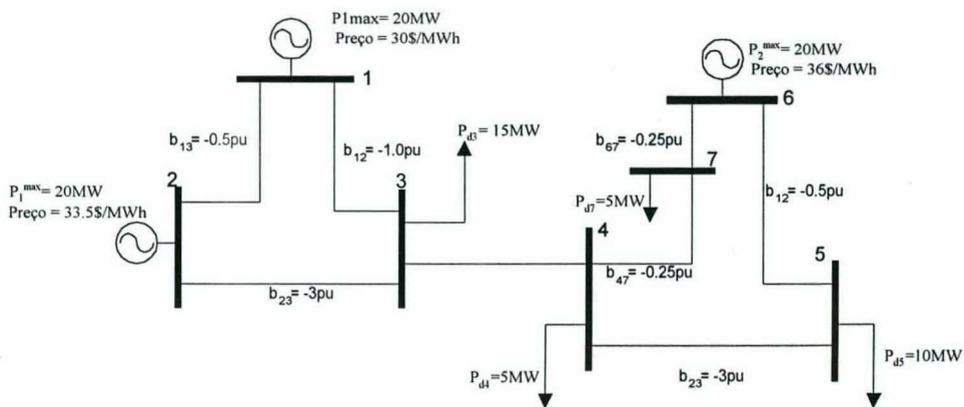


Figura 6.1 – Sistema Teste para Definição de Zonas

Os dados elétricos do sistema da Figura 6.1 são indicados nas tabelas 6.1 e 6.2.

Tabela 6.1 – Dados de Barras

<i>Barra</i>	<i>Tipo</i>	$P_{g_{min}}$ (MW)	$P_{g_{max}}$ (MW)	P_d (MW)	C (\$/MWh)
1	Geração H	0.0	20.0	-	30.0
2	Geração H	0.0	20.0	-	33.5
3	-	-	-	15.0	-
4	-	-	-	5.0	-
5	-	-	-	10.0	-
6	Geração	0.0	20.0	-	36.0
7	-	-	-	5.0	-

Tabela 6.2 – Dados de Linhas

<i>Linha</i>	<i>Origem</i>	<i>Destino</i>	$1/b_{ij}$ (p.u)	$ f_{l_{max}} $ (MW)
1	1	2	2.00	8
2	1	3	1.00	30
3	2	3	0.33	20
4	4	5	0.33	20
5	5	6	2.00	30
6	6	7	4.00	8
7	7	4	4.00	8
8	3	4	0.33	10

a) Zona Única

O cálculo e alocação do sobre-custo operativo é executado para o sistema como se todo o congestionamento fosse intra-zonal.

Tabela 6.3 – Programação Irrestrita – Zona Única

<i>Solução primal</i> → $P_1 = 20MW, P_2 = 15MW, P_3 = 0MW$
$\theta_2 = -9, \theta_3 = -15.5, \theta_4 = -22.2, \theta_5 = -26, \theta_6 = -29.3, \theta_7 = -35.71$
<i>Solução dual</i> → $CM_1 = CM_2 = CM_3 = CM_4 = CM_5 = CM_6 = CM_7 = 33.5\$/MWh$
<i>Fluxos linhas</i> → $P_{12} = 4.5MW, P_{13} = 15.5MW, P_{23} = 19.5MW, P_{45} = 11.6MW,$ $P_{56} = 1.6MW, P_{67} = 1.6MW, P_{74} = -3.4MW, P_{34} = 20.0MW$

O preço marginal do sistema é de \$33.5/MWh (Gerador G_2). As tabelas 6.4 e 6.5 apresentam o balanço no MAE para o caso exemplo.

Tabela 6.4 – Balanço no MAE – Geradores

Gerador	Despacho (MWh)	Remuneração (\$)
G_1	20	670.0
G_2	15	502.5
G_3	0	0
Receita Total		1172.5

Tabela 6.5 – Balanço no MAE – Cargas

Demanda	Consumo (MWh)	Pagamento (\$)
P_{d3}	15	502.5
P_{d4}	5	167.5
P_{d5}	10	335.0
P_{d7}	5	167.5
Receita Total		1172.5

Verifica-se do resultado do despacho irrestrito, a necessidade de se aliviar o congestionamento que se apresenta na linha de transmissão que une as barras 3 e 4 pois o limite máximo de transferência é de 10MW e a potência que se tenta transportar é de 20MW.

Tabela 6.6 – Programação Restrita – Zona Única

<i>Solução primal</i> → $P_1 = 20MW, P_2 = 5MW, P_3 = 10MW$
$\theta_2 = -11, \theta_3 = -14.5, \theta_4 = -17.8, \theta_5 = -19.1, \theta_6 = -6.9, \theta_7 = -22.4$
<i>Solução dual</i> → $CM_1 = CM_2 = CM_3 = 33.5\$/MWh$
$CM_4 = CM_5 = CM_6 = CM_7 = 36.0\$/MWh$
<i>Fluxos linhas</i> → $P_{12} = 5.5MW, P_{13} = 14.5MW, P_{23} = 10.5MW, P_{45} = 3.9MW,$
$P_{56} = -6.13MW, P_{67} = 3.9MW, P_{74} = -1.13MW, P_{34} = 10.0MW$

Embora este procedimento tenha considerado o sistema como uma única zona, deve-se salientar que os preços marginais das barras 1, 2 e 3 são os mesmos (\$33.5) e, de igual forma, as barras 4, 5, 6 e 7 apresentam iguais preços marginais (\$36.0). Observe-se ainda que os preços marginais das barras sugerem a definição de duas zonas no sistema.

Tabela 6.7 – Cálculo do Sobre-Custo Operativo – Zona Única

<i>Gerador 1</i> →	$(20 - 20) * 30.0$	=	0 0.0
<i>Gerador 2</i> →	$(5 - 15) * 33.5$	=	- 335.0
<i>Gerador 3</i> →	$(10 - 0) * 36.0$	=	360.0
<i>Sobre-custo operativo</i>			360.0

De acordo com o cálculo das reconciliações e da alocação do sobre-custo operativo, tem-se o seguinte fluxo de pagamentos para os geradores e cargas do sistema:

Tabela 6.8 – Receita dos Geradores – Zona Única

<i>Gerador 1 (MAE + Reconciliação)</i> →	$670.0 + 0.0$	=	670.0
<i>Gerador 2 (MAE + Reconciliação)</i> →	$502.5 - 335.0$	=	167.5
<i>Gerador 3 (MAE + Reconciliação)</i> →	$0.0 + 360.0$	=	360.0
<i>Receita total geradores</i>			\$1197.5

Observe-se que as cargas pagam \$1172.5, enquanto a receita total dos geradores é de \$1197.5, resultando em um sobre-custo que precisa ser recuperado e alocado entre os agentes do sistema.

b) Duas Zonas

De acordo com os resultados obtidos anteriormente os custos marginais das barras 1, 2 e 3 são iguais, o mesmo acontecendo com os custos marginais das barras 4, 5, 6 e 7; para tanto, neste sistema podem ser definidas duas zonas como apresentado na Figura 6.2.

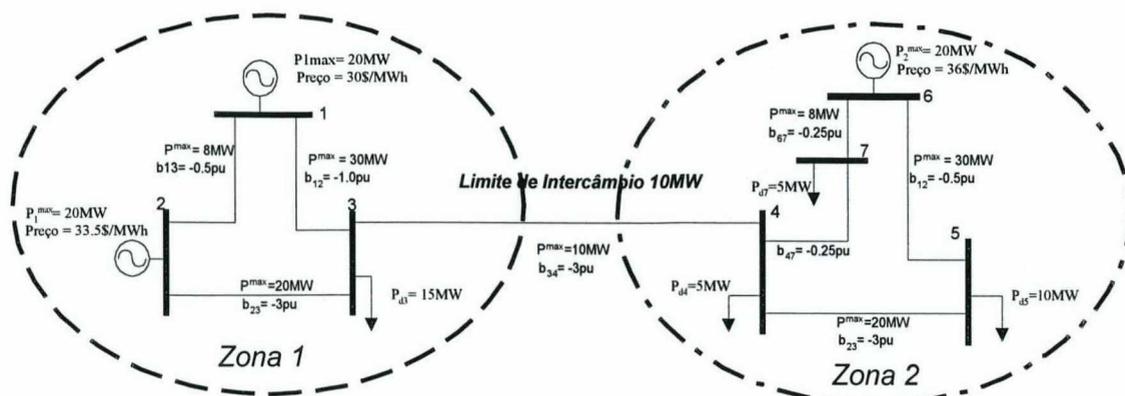


Figura 6.2 – Definição de Duas Zonas no Sistema

O cálculo dos preços marginais para cada uma das zonas do sistema é executado por um modelo de despacho que considera somente os limites de transferência entre as duas zonas (circuito entre as barras 3 e 4).

Tabela 6.9 – Despacho Para Cálculo dos Preços Marginais das Zonas 1 e 2

<i>Solução primal</i> → $P_1 = 20MW, P_2 = 5MW, P_4 = 10MW$
$\theta_2 = -11, \theta_3 = -14.5, \theta_4 = -17.8, \theta_5 = -19.1, \theta_6 = -6.9, \theta_7 = -22.4$
<i>Solução dual</i> → $CM_1 = CM_2 = CM_3 = \$33.5/MWh$
$CM_4 = CM_5 = CM_6 = CM_7 = \$36.0/MWh$
<i>Fluxos linhas</i> → $P_{12} = 5.5MW, P_{13} = 14.5MW, P_{23} = 10.5MW, P_{45} = 3.9MW,$
$P_{56} = -6.13MW, P_{67} = 3.9MW, P_{74} = -1.13MW, P_{34} = 10.0MW$

Os preços marginais (PMS) para cada uma das zonas 1 e 2 são, respectivamente, \$33.5/MWh e \$36/MWh. Neste caso, geradores (demandas) recebem (pagam) pela produção (consumo) ao preço marginal de cada zona. A programação irrestrita é apresentada na Tabela 6.10.

Observe-se, na mesma tabela, que a soma dos pagamentos da demanda excedem em \$25.0 à remuneração total dos geradores, precisando-se definir o uso deste excedente e criar mecanismos para sua alocação.

Tabela 6.10 – Programação Irrestrita

Gerador	Despacho (MWh)	PMS (\$/MWh)	Total (\$)
G ₁	20	33.5	670.0
G ₂	5	33.5	167.5
P _{d3}	-15	33.5	-502.5
P _{d4}	-5	36.0	-180.0
P _{d5}	-10	36.0	-360.0
G ₃	10	36.0	360.0
P _{d7}	-5	36.0	-180.0
Total	0		-25

Uma vez calculada a programação irrestrita, é preciso tratar os congestionamentos intra-zonais. Da análise dos fluxos pelas linhas de transmissão de cada zona do sistema (Tabela 6.9) é possível concluir que não ocorrem congestionamentos intra-zonais. Portanto, não é preciso a execução de reconciliações. Deste modo, tem-se a seguinte liquidação:

Tabela 6.11 – Receita Final dos Geradores Sistema de Duas Zonas

<i>Gerador 1 (MAE + Reconciliação)</i>	\rightarrow	$670.0 + 0.0$	$= 670.0$
<i>Gerador 2 (MAE + Reconciliação)</i>	\rightarrow	$502.5 + 0.0$	$= 167.5$
<i>Gerador 3 (MAE + Reconciliação)</i>	\rightarrow	$360.0 + 0.0$	$= 360.0$
Receita total geradores \$1197.5			

Tabela 6.12 – Pagamento Final das Cargas Sistema de Duas Zonas

<i>Carga P_{d3} (MAE + Congestionamento)</i>	\rightarrow	$502.5 + 0.0$	$= 502.5$
<i>Carga P_{d4} (MAE + Congestionamento)</i>	\rightarrow	$180.0 + 0.0$	$= 180.0$
<i>Carga P_{d5} (MAE + Congestionamento)</i>	\rightarrow	$360.0 + 0.0$	$= 360.0$
<i>Carga P_{d7} (MAE + Congestionamento)</i>	\rightarrow	$180.0 + 0.0$	$= 180.0$
Pagamento total cargas \$1221.5			

Verifica-se que uma correta definição das zonas pode evitar o surgimento de congestionamentos intra-zonais; levando portanto, a uma menor frequência de alocação destes custos. Uma consequência mais importante ainda está relacionada com o fato que o PMS de cada zona é igual ao preço de oferta do último recurso efetivamente despachado dentro da zona, induzindo a eficiência econômica no sistema.

c) Comparação entre os pagamentos efetuados no sistema como zona única e como duas zonas

Além das diferenças já apresentadas, salienta-se da Tabela 6.13 como as receitas e pagamentos são diferentes de acordo com a definição de zonas adotada.

Tabela 6.13 – Diferenças de Pagamentos de Acordo à Definição de Zonas

Agente	Única Zona (\$)	Duas Zonas (\$)
Gerador 1	670.0	670.0
Gerador 2	167.5	167.5
Gerador 3	360.0	360.0
<i>Receita Geradores</i>	<i>1197.5</i>	<i>1197.5</i>
P _{d3}	-502.5	-502.5
P _{d4}	-167.5	-180.0
P _{d5}	-335.0	-360.0
P _{d7}	-167.5	-180.0
<i>Pagamento Cargas</i>	<i>1172.5</i>	<i>1221.5</i>
<i>Total</i>	<i>25.0</i>	<i>-25.0</i>

Do exposto, pode-se concluir que:

- neste exemplo as receitas dos geradores são as mesmas em ambos os esquemas, enquanto o pagamento total das cargas é maior para o esquema de duas zonas no cálculo de preços;
- o pagamento das cargas em uma base zonal resulta em um excedente de renda;

- o excedente resultante dos congestionamentos inter-zonais deve ser alocado de acordo com algum mecanismo específico, seja para a redução de encargos de uso do sistema de transmissão ou ainda para reduzir o risco dos agentes do sistema devido às externalidades impostas pelas restrições do sistema de transmissão através de ferramentas financeiras como *Capacity Rights* ou *Transmission Congestion Contracts* [8, 9];
- salienta-se, neste exemplo, que a definição de zonas fez com que as cargas pagassem pelas suas demandas ao PMS da zona onde estão localizadas, resolvendo o problema de cálculo e alocação do custo de congestionamento de forma natural;
- o cálculo do custo do congestionamento através da modelagem do sistema como uma única zona resulta em um balanço onde as receitas dos geradores superam os pagamentos das cargas, originando-se um sobre-custo que obriga a adoção de mecanismos para sua recuperação e alocação entre os agentes do mercado;
- o surgimento de congestionamentos intra-zonais resultam em sobre-custos que afastam a operação do sistema do ponto ótimo pois os geradores despachados fora do mérito econômico são remunerados a seu preço de oferta, ao invés do PMS;
- o tratamento do sistema como uma única zona faz com que todo congestionamento seja tratado como intra-zonal, resultando em uma freqüente execução do processo de recuperação e alocação do sobre-custo operativo, tendo-se por consequência um menor esforço computacional.

d) Recuperação e alocação do sobre-custo operativo

Para a recuperação e alocação destes custos, tipicamente tem-se usado procedimentos simples tais como o *pro rata* apresentado no capítulo anterior, lembrando-se entretanto que tal procedimento não satisfaz as propriedades teóricas de alocação de custos imprescindíveis a qualquer esquema de mercado. Assim, pretende-se mostrar como o método de AS faz com que os pagamentos das cargas se ajustem às características do sistema de transmissão, sem afetar as receitas dos geradores.

Usando o método de AS para a recuperação e alocação do sobre-custo operativo resultante dos congestionamentos intra-zonais, obtém-se os seguintes resultados para cada uma das barras do sistema:

Tabela 6.14 – Alocação Sobre-custo Operativo Via AS – Zona Única

<i>Barra 1</i>	$-0.3325*0.0$	$= 000.0$
<i>Barra 2</i>	$-0.3325*0.0$	$= 000.0$
<i>Barra 3</i>	$-0.3325*15$	$= -4.99$
<i>Barra 4</i>	$1.5100*5.0$	$= 7.55$
<i>Barra 5</i>	$1.5100*10.0$	$= 15.1$
<i>Barra 6</i>	$1.5100*0.0$	$= 00.00$
<i>Barra 7</i>	$1.5100*5.0$	$= 7.55$
<i>Custo congestionamento</i>		<i>25.21</i>

Os resultados apresentados foram obtidos discretizando-se o intervalo [0 1] em 400 pontos. Verifica-se que o valor total alocado pelo método de AS apresenta um desvio do 0.8% em relação ao sobre-custo operativo do sistema. Salienta-se que quanto maior o número de pontos discretizados no intervalo [0 1], maior será a precisão dos resultados obtidos.

Tabela 6.15 – Pagamento das Cargas – Zona Única

<i>Carga P_{d3} (MAE + Congestionamento)</i>	$\rightarrow 502.5 - 4.99$	$= 497.5$
<i>Carga P_{d4} (MAE + Congestionamento)</i>	$\rightarrow 167.5 + 7.55$	$= 175.0$
<i>Carga P_{d5} (MAE + Congestionamento)</i>	$\rightarrow 335.0 + 15.1$	$= 350.1$
<i>Carga P_{d7} (MAE + Congestionamento)</i>	$\rightarrow 167.5 + 7.55$	$= 175.0$
<i>Pagamento total carga</i>		<i>\$1197.6</i>

Um dos resultados que precisa ser explicado é o pagamento negativo (-\$4.99) da carga localizada na barra 3. Este resultado é justificado através da seguinte análise:

- no processo de liquidação no MAE, a carga da barra 3 paga sua demanda ao PMS ($15\text{MW} \times \$33.5/\text{MWh} = \502.5), enquanto que por reconciliação recebe \$4.99; totalizando, esta carga paga ao sistema \$497.5 pelo seu consumo a um custo de $\$33.17/\text{MWh}$ ($\$497.5/15\text{MWh} = \33.17MWh), ainda menor que o custo marginal da barra calculada através do FPO ($\$33.5/\text{MWh}$);
- cada uma das cargas localizadas nas barras 4, 5 e 7 estaria disposta a pagar $\$36.0/\text{MWh}$ (custo marginal), sendo assim as cargas das barras 4 e 7 pagariam cada uma \$180,0 ($\$36/\text{MWh} \times 5\text{MWh}$) e a carga da barra 5 pagaria por seu consumo \$360.0 ($\$36/\text{MWh} \times 10\text{MWh}$). Verificando-se entretanto, que na realidade estas cargas pagam \$175.0 e \$350.1 respectivamente, a um custo de $\$35.01/\text{MWh}$ (menor que o custo marginal das barras calculados através do FPO $\$36.0/\text{MWh}$);
- portanto, o método de AS faz com que os pagamentos das cargas se ajustem às características do sistema de transmissão sem afetar as receitas dos geradores, as quais permanecem fixas, induzindo à eficiência econômica.

6.3 Alocação do Custo de Congestionamento para um Sistema com Várias Zonas

Na seqüência, apresenta-se uma aplicação do método de AS para um sistema de várias zonas pois, até agora, o método foi aplicado somente a sistemas definidos por zona única. Pretende-se mostrar com esta aplicação, como a alocação do custo de congestionamento intra-zonal associado à zona exportadora de energia também deve ser repassado às zonas importadoras desta energia.

Para a alocação do custo de congestionamento intra-zonal será empregado o mesmo sistema apresentado na Figura 6.2, assumindo-se uma mudança no limite de transferência de potência ativa na linha da zona 1 que une as barras 1 e 2 de 8MW para 4MW.

Para isto, será apresentada a seqüência de processos de alívio, cálculo e alocação do custo de congestionamento.

a) Alívio do congestionamento intra-zonal

Executando-se o processo de alívio de congestionamento intra-zonal, obtém-se a seguinte programação para o sistema de duas zonas:

Tabela 6.16 – Despacho Real do Sistema Sob Base Zonal

<i>Solução primal</i> → $P_1 = 16.25MW, P_2 = 8.75MW, P_4 = 10MW$		
$\theta_2 = -8, \theta_3 = -12.25, \theta_4 = -15.6, \theta_5 = -16.9, \theta_6 = -4.6, \theta_7 = -20.0$		
<i>Solução dual</i> → $CM_1 = 30.0, CM_2 = 33.5, CM_3 = \$32.63 \$/MWh$		
$CM_4 = CM_5 = CM_6 = CM_7 = \$36.0/MWh$		
<i>Fluxos linhas</i> → $P_{12} = 4.0MW, P_{13} = 12.25MW, P_{23} = 12.75MW, P_{45} = 3.87MW,$		
$P_{56} = -6.13MW, P_{67} = 3.87MW, P_{74} = -1.13MW, P_{34} = 10.0MW$		

Nesta situação foi possível aliviar o congestionamento da zona através dos geradores localizados nela própria, deixando-se o fluxo do circuito 1-2 em 4MW.

b) Cálculo do custo de congestionamento intra-zonal

O despacho *ex-post* irrestrito neste caso é igual ao apresentado na Tabela 6.10. Efetuando então o processo de reconciliação, tem-se o seguinte sobre-custo operativo para a zona 1:

Tabela 6.17 – Cálculo do Sobre-custo Operativo Zona 1

<i>Gerador 1</i> →	$(16.25 - 20) * 30.0$	= -112.5
<i>Gerador 2</i> →	$(8.75 - 5) * 33.5$	= 125.6
	<i>Sobre-custo operativo</i>	\$13.1

O sobre-custo operativo da zona 2 é nulo, pois não se apresentam congestionamentos nesta zona e, portanto, o cálculo das reconciliações é zero para todos os recursos da zona.

a) Alívio do congestionamento intra-zonal

Executando-se o processo de alívio de congestionamento intra-zonal, obtém-se a seguinte programação para o sistema de duas zonas:

Tabela 6.16 – Despacho Real do Sistema Sob Base Zonal

<i>Solução primal</i> → $P_1 = 16.25MW, P_2 = 8.75MW, P_4 = 10MW$		
$\theta_2 = -8, \theta_3 = -12.25, \theta_4 = -15.6, \theta_5 = -16.9, \theta_6 = -4.6, \theta_7 = -20.0$		
<i>Solução dual</i> → $CM_1 = 30.0, CM_2 = 33.5, CM_3 = \$32.63 \$/MWh$		
$CM_4 = CM_5 = CM_6 = CM_7 = \$36.0/MWh$		
<i>Fluxos linhas</i> → $P_{12} = 4.0MW, P_{13} = 12.25MW, P_{23} = 12.75MW, P_{45} = 3.87MW,$		
$P_{56} = -6.13MW, P_{67} = 3.87MW, P_{74} = -1.13MW, P_{34} = 10.0MW$		

Nesta situação foi possível aliviar o congestionamento da zona através dos geradores localizados nela própria, deixando-se o fluxo do circuito 1-2 em 4MW.

b) Cálculo do custo de congestionamento intra-zonal

O despacho *ex-post* irrestrito neste caso é igual ao apresentado na Tabela 6.10. Efetuando então o processo de reconciliação, tem-se o seguinte sobre-custo operativo para a zona 1:

Tabela 6.17 – Cálculo do Sobre-custo Operativo Zona 1

<i>Gerador 1</i> →	$(16.25 - 20) * 30.0$	= -112.5
<i>Gerador 2</i> →	$(8.75 - 5) * 33.5$	= 125.6
	<i>Sobre-custo operativo</i>	\$13.1

O sobre-custo operativo da zona 2 é nulo, pois não se apresentam congestionamentos nesta zona e, portanto, o cálculo das reconciliações é zero para todos os recursos da zona.

c) Alocação do custo de congestionamento intra-zonal

Alocando o sobre-custo operativo da zona 1 via AS, obtém-se os seguintes pagamentos para cada uma das barras do sistema:

Tabela 6.18 – Alocação Sobre-custo Operativo Via AS –Zona 1

<i>Barra 1</i>	$-1.1690*0.0$	= 000.0
<i>Barra 2</i>	$1.0000*0.0$	= 000.0
<i>Barra 3</i>	$0.4585*15$	= 6.8775
<i>Barra 4</i>	$0.3124*5.0$	= 1.562
<i>Barra 5</i>	$0.3124*10.0$	= 3.124
<i>Barra 6</i>	$0.3124*0.0$	= 000.00
<i>Barra 7</i>	$0.3124*5.0$	= 1.562
<i>Custo congestionamento</i>		13.1

O método de AS aloca o sobre-custo operativo não somente às barras próprias da zona 1; isto porque esta é uma zona exportadora e, portanto, parte de sua geração é despachada para atender demandas externas. Assim, parte do custo de congestionamento é repassado às cargas da zona 2.

Observe-se que caso fosse aplicado um critério qualquer de alocação do custo de congestionamento intra-zonal que considerasse o processo de reconciliação por zona, certamente as cargas da zona 1 seriam penalizadas, pois seria ignorado que parte do congestionamento desta zona é causado pelas cargas da zona 2.

6.4 Aplicação do Método ao Sistema da IEEE de 118 Barras

Este sistema é constituído por 118 barras, 34 geradores e 93 cargas. Para o cálculo e alocação do sobre-custo operativo o sistema é considerado como zona única. Os parâmetros do sistema se encontram no Anexo 8.2.

A Tabela 6.19 apresenta as gerações dos despachos *ex-post* irrestrito e real. O PMS calculado foi de \$11.0\$/MWh. O sobre-custo operativo calculado pelo processo de reconciliação e o valor alocado via AS são apresentados na Tabela 6.20.

Os resultados apresentados foram obtidos discretizando-se o intervalo [0 1] em 400 pontos. Verifica-se que o valor total alocado pelo método de AS, representa um desvio do 0.8% em relação ao sobre-custo operativo do sistema. Verifica-se então que a metodologia de AS é confiável para a alocação do sobre-custo operativo, independentemente do tamanho do sistema em estudo.

Tabela 6.19 – Gerações Sistema de 118 Barras

<i>Geração Real</i>		<i>Geração Ex-post Irrestrito (MW)</i>		
<i>(MW)</i>	<i>Oferta (\$/MWh)</i>			
$P_1 =$	200.0	10	$P_1 =$	200.0
$P_2 =$	0.0	12	$P_2 =$	0.0
$P_3 =$	116.2	9	$P_3 =$	500.0
$P_4 =$	100.0	11	$P_4 =$	18.0
$P_5 =$	95.9	10	$P_5 =$	100.0
$P_6 =$	300.0	5	$P_6 =$	300.0
$P_7 =$	9.2	10	$P_7 =$	400.0
$P_8 =$	144.7	9	$P_8 =$	150.0
$P_9 =$	000.0	11	$P_9 =$	100.0
$P_{10} =$	100.0	9	$P_{10} =$	100.0
$P_{11} =$	100.0	2	$P_{11} =$	100.0
$P_{12} =$	150.0	10	$P_{12} =$	150.0
$P_{13} =$	96.27	12	$P_{13} =$	0.0
$P_{14} =$	110.2	11	$P_{14} =$	0.0
$P_{15} =$	0.0	12	$P_{15} =$	0.0
$P_{16} =$	0.0	11	$P_{16} =$	0.0
$P_{17} =$	0.0	12	$P_{17} =$	0.0
$P_{18} =$	377.0	11	$P_{18} =$	0.0
$P_{19} =$	436.7	15	$P_{19} =$	0.0
$P_{20} =$	37.0	15	$P_{20} =$	0.0
$P_{21} =$	100.0	12	$P_{21} =$	0.0
$P_{22} =$	0.0	11	$P_{22} =$	0.0
$P_{23} =$	150.0	10	$P_{23} =$	150.0
$P_{24} =$	594.8	9	$P_{24} =$	700.0
$P_{25} =$	68.1	8	$P_{25} =$	100.0
$P_{26} =$	24.0	7	$P_{26} =$	100.0
$P_{27} =$	0.0	11	$P_{27} =$	0.0
$P_{28} =$	0.0	12	$P_{28} =$	0.0
$P_{29} =$	124.9	10	$P_{29} =$	150.0
$P_{30} =$	150.0	2	$P_{30} =$	150.0
$P_{31} =$	0.0	12	$P_{31} =$	0.0
$P_{32} =$	83.0	6	$P_{32} =$	100.0
$P_{33} =$	0.0	5	$P_{33} =$	100.0
$P_{34} =$	0.0	12	$P_{34} =$	0.0

Tabela 6.20 – Sobre-custo Operativo Sistema de 118 Barras

Reconciliação	Valor Alocado Via AS
(\$)	(\$)
4584.7	4620.9

6.5 Extensão do Método de AS a Mercados com Preços Nodais

Pretende-se mostrar que a componente do custo de congestionamento dos preços ótimos das barras calculada via método de AS para modelos de mercado baseados no PMS pode ser aplicada diretamente para modelos de mercado com fixação de preços nodais, recuperando-se o valor exato do custo do serviço para alívio de congestionamento em ambos os modelos, não havendo excedente de renda. Para isto será empregado o mesmo sistema apresentado na Figura 6.1.

a) Cálculo dos pagamentos via preços nodais

Aproveitando os resultados obtidos anteriormente, da Tabela 6.6, obtém-se os seguintes pagamentos para um esquema nodal:

Tabela 6.21 – Pagamentos Barras de Geração

<i>Barra 1. $P_1 \rightarrow 20(MWh) * 30.0(\\$/MWh)$</i>	<i>= \$600.0</i>
<i>Barra 2. $P_2 \rightarrow 5(MWh) * 33.5(\\$/MWh)$</i>	<i>= \$167.5</i>
<i>Barra 6. $P_3 \rightarrow 10(MWh) * 36.0(\\$/MWh)$</i>	<i>= \$360.0</i>
<i>Receita dos geradores</i>	<i>= \$1127.5</i>

Tabela 6.22 – Pagamentos Barras de Carga Preços Nodais

<i>Barra 3. $P_{d3} \rightarrow 15(MWh) * 33.5(\\$/MWh)$</i>	<i>= \$502.5</i>
<i>Barra 3. $P_{d4} \rightarrow 5.0(MWh) * 36.0(\\$/MWh)$</i>	<i>= \$180.0</i>
<i>Barra 3. $P_{d5} \rightarrow 10(MWh) * 36.0(\\$/MWh)$</i>	<i>= \$360.0</i>
<i>Barra 3. $P_{d7} \rightarrow 5.0(MWh) * 36.0(\\$/MWh)$</i>	<i>= \$180.0</i>
<i>Pagamento total</i>	<i>= \$1222.5</i>

Das tabelas 6.21 e 6.22, verifica-se um excedente de \$95. Empregando o método de AS, obtém-se os seguintes custos marginais modificados para as barras de carga:

Tabela 6.23 – Custos Marginais Modificados por Barra (\$/MWh)

$\lambda_k = \overline{PMS} + \tilde{\pi}_k$		
$\lambda_3 =$	$31.505 - 0.3325$	$= 31.1725$
$\lambda_4 =$	$31.505 + 1.510$	$= 33.015$
$\lambda_5 =$	$31.505 + 1.510$	$= 33.015$
$\lambda_7 =$	$31.505 + 1.510$	$= 33.015$

Efetuada o pagamento das cargas através destes custos, obtém-se os seguintes resultados:

Tabela 6.24 – Pagamentos Barras de Carga Preços Nodais via AS

<i>Barra 3. $P_{d3} \rightarrow 15(MWh) * 31.17(\\$/MWh)$</i>	<i>= \$467.5</i>
<i>Barra 3. $P_{d4} \rightarrow 5.0(MWh) * 33.0(\\$/MWh)$</i>	<i>= \$165.0</i>
<i>Barra 3. $P_{d5} \rightarrow 10(MWh) * 33.0(\\$/MWh)$</i>	<i>= \$330.0</i>
<i>Barra 3. $P_{d7} \rightarrow 5.0(MWh) * 33.0(\\$/MWh)$</i>	<i>= \$165.0</i>
<i>Pagamento total</i>	<i>= \$1127.5</i>

Verifica-se que o método de AS recupera o valor exato do serviço, de modo que as receitas dos geradores se iguala ao pagamento das cargas.

A Figura 6.3 apresenta uma comparação entre o comportamento do preço nodal da barra obtido do FPO (método clássico) e o custo marginal modificado das barras de carga via método de AS.

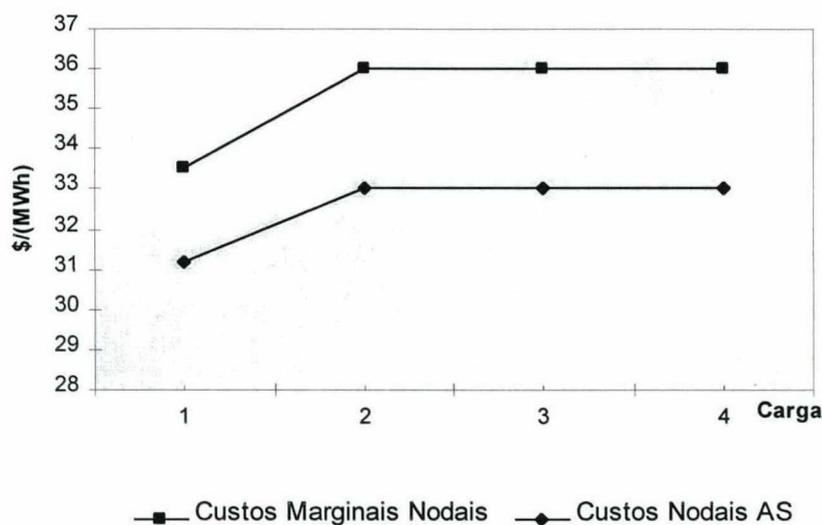


Figura 6.3 – Comportamento dos Preços Nodais FPO versus Preços Nodais AS

Da mesma figura, verifica-se que o comportamento dos preços nodais obtidos via AS apresenta o mesmo comportamento que os preços nodais obtidos via FPO, pois ambos refletem as características do sistema de transmissão para todas as barras do sistema, com a diferença que os valores calculados através do método de alocação de AS recuperam o valor exato do congestionamento do sistema.

6.6 Conclusões

O método de AS consegue recuperar o valor “exato” do sobre-custo operativo, refletindo as características do sistema de transmissão e, portanto, apresentando os sinais certos aos agentes do sistema.

A definição das zonas do sistema obedece à conseqüência natural de regionalização dos mercados que resultam do congestionamento do sistema de transmissão; portanto a definição das zonas deve necessariamente seguir critérios que efetivamente considerem as reais restrições do sistema de transmissão.

Embora os montantes de pagamentos sejam diferentes em ambos os mecanismos de fixação de preços (nodal e PMS), o método de AS consegue recuperar o custo exato do serviço e o que é mais importante ainda: a componente de congestionamento calculada via método de AS é igual para ambos os esquemas, refletindo deste modo as restrições impostas pelo sistema de transmissão.

O método proposto reconhece que a presença de congestionamento dentro de uma zona exportadora não se deve exclusivamente às cargas da zona importadora. Em sínteses o método proposto tem a capacidade de corrigir as imperfeições introduzidas pela definição das zonas sobre o processo de formação de preços.

CAPÍTULO 7. CONCLUSÕES

A reestruturação da indústria de energia elétrica introduz a competição na geração e comercialização de energia elétrica através do processo de desverticalização e do livre acesso à transmissão. Não obstante, as leis que governam o funcionamento de um sistema de transmissão impõem restrições que impedem o livre acesso às cargas e geradores, afetando a operação do sistema na medida em que recursos mais eficientes não alcançam o mercado, face a presença de congestionamentos do sistema de transmissão.

Independentemente da estrutura de mercado considerada, é preciso implementar uma metodologia de cálculo e alocação dos custos decorrentes de congestionamentos que seja coerente com a operação do sistema e que reflita as verdadeiras características de uso do sistema de transmissão, sem perder de vista as propriedades de alocação eficiente destes custos.

Nesta dissertação, especial atenção é dada à estrutura de mercado *Pool*, com fixação de preços pelo conceito do PMS. Para tanto é desenvolvida uma metodologia para a recuperação e alocação do sobre-custo operativo resultante de congestionamentos intrazonais baseada na teoria dos jogos cooperativos de AS.

Para mostrar a viabilidade da metodologia proposta, a mesma é comparada com vários métodos de repartição de custos, destacando as vantagens e desvantagens da aplicação deles para um mercado *Pool* de energia. Deste análise, conclui-se que o método de AS é o único que satisfaz as propriedades teóricas de alocação de custos e induz a eficiência econômica do mercado.

Deve-se destacar deste análise que a alocação do custo de congestionamento via custos marginais não recupera o custo exato do serviço para alívio de congestionamento, resultando em um excedente de remuneração. A utilização de um mecanismo de alocação do tipo *pro rata* (proporcional à demanda) recupera o valor exato do serviço mas não resulta em uma repartição “justa” pois não obedece ao critério de eficiência econômica e não satisfaz a propriedade de monotonicidade de alocação de custos.

A metodologia aqui proposta fundamenta-se no cálculo da componente do custo de congestionamento dos preços nodais das barras de carga, cobrindo o valor “exato” do custo do serviço de alívio de congestionamento e consequentemente, fornecendo o preço “justo” que cada usuário deve pagar pelo serviço recebido.

O preço que cada usuário paga pelo serviço de alívio de congestionamento resultante da aplicação do método de AS é menor que o preço que ele pagaria se fosse aplicada uma metodologia clássica de preços nodais. O método de AS faz com que os pagamentos das cargas do sistema recuperem o valor exato do custo do serviço de alívio de congestionamento para um mercado *Pool*, com fixação de preços via PMS, sem afetar as receitas dos geradores.

A metodologia para a recuperação e alocação dos custos de congestionamento proposta se apoia em uma definição de zonas coerente com o processo operativo de alívio de congestionamento, resultando em PMS's zonais próximos dos preços dos recursos marginais efetivamente despachados para as diversas zonas.

O método proposto também introduz um incentivo à voluntariedade de pagamento das cargas pois reconhece que a presença de congestionamentos dentro da zona exportadora não se deve exclusivamente às cargas localizadas nela, na medida que aloca os custos de congestionamento às cargas da zona importadora. Em sínteses o método proposto tem a capacidade corrigir as imperfeições que resultam da definição de zonas sobre o processo de formação de preços.

Alguns aspectos relacionados ao problema ainda precisam de um análise mais aprofundado, podendo-se sugerir os seguintes tópicos para futuras investigações:

- a metodologia aqui implementado usou um FPO DC onde, na realidade, deveria ser usado o mesmo FPO que define o despacho do sistema; futuros trabalhos devem incorporar modelos computacionais no cálculo e alocação do custo de congestionamento de forma a refletir todas as características da rede e, deste modo, modelos de FPO AC são os mais indicados;

- as perdas do sistema de transmissão afetam os custos marginais nodais, fazendo-se necessário avaliar o impacto que estas representam no processo de cálculo e alocação dos custos de congestionamento;
- o alívio de congestionamentos intra-zonais pode afetar os fluxos entre as zonas. Adicionalmente também é possível que certos congestionamentos intra-zonais não possam ser corrigidos mediante recursos da própria zona. Problemas como estes devem ser estudados e resolvidos para a implementação da administração do congestionamento em uma base zonal para um mercado de energia elétrica;
- para sistemas hidrotérmicos é necessário investigar o impacto da inclusão do sistema hidráulico no problema, através da representação da função custo futuro;
- a metodologia aqui proposta pode ser estendida, apoiada em modelos de confiabilidade, para o cálculo do valor esperado do custo de congestionamento de médio prazo, como forma de auxiliar o processo de planejamento da expansão do sistema.

8. ANEXOS

8.1 Teoria dos Jogos não Atômicos de Aumann-Shapley

8.1.1 Desenvolvimento Matemático

Nesta seção é estudada a regra de repartição de custos de Aumann-Shapley (AS), baseada no desenvolvimento matemático apresentado em [32], aplicada à solução do problema de alocação do custo de congestionamento intra-zonal em modelos de mercado *Pool* com fixação de preços pelo conceito do PMS.

Suponha que dois agentes A e B , desejam repartir o custo de um determinado serviço, cuja função custo é apresentada a seguir:

$$c(A,B) = (A + B)^3$$

Supondo-se que os montantes de transação dos agentes A e B sejam 1 e 3, respectivamente, então:

$$\begin{aligned}c(A) &= 1 \\c(B) &= 27 \\c(A,B) &= 64\end{aligned}$$

Com isso, aplicando-se o valor de Shapley [32] para obter o montante que cabe a cada agente, tem-se:

$$X_A = \frac{c(A)}{2} + \frac{C(A,B) - c(B)}{2} = \frac{1}{2} + \frac{37}{2} = 19$$

$$X_B = \frac{C(B)}{2} + \frac{c(A,B) - c(A)}{2} = \frac{27}{2} + \frac{63}{2} = 45$$

Onde:

X_A – montante do custo que cabe ao agente A

X_B – montante do custo que cabe ao agente B

O valor de Shapley é o valor médio dos vários custos incrementais de um dado agente, onde a permutação dos agentes é feita de modo que cada uma possa vir a ser o primeiro a entrar na coalizão, o segundo e assim por diante.

Calculando-se o montante que cada agente por unidade de transação, obtém-se:

$$X_{A/u,t} = \frac{19}{1} = 19/u,t$$

$$X_{B/u,t} = \frac{45}{3} = 15/u,t$$

Como os agentes A e B possuem efeito similar sobre a função custo, seria de se esperar que os montantes que cabem a cada um deles por unidade de transação fossem os mesmos. Entretanto, o agente A paga mais por unidade de transação que o agente B . Isto ocorre porque o tamanho da transação do agente B é o dobro da do agente A , logo B é menos sensível a ordem de entrada dos agentes nas coalizões.

Este problema pode ser resolvido fracionando-se cada transação, de modo que cada fração de transação seja igual. Com isto, cada agente é subdividido em uma infinidade de subagentes, onde o montante de transação de cada subagente é Δ , $\Delta \rightarrow 0$. Então, após uma fração b^* da transação de todos os agentes ter sido atendida, uma porção ε_i , $\varepsilon_i \rightarrow 0$, do agente i passaria também a ser atendida. Como $\varepsilon_i \rightarrow 0$, pode-se dizer que o custo incremental do serviço se aproxima do custo marginal. Logo:

$$\Delta c(b^*, \varepsilon_i) - c(b^*) \approx \left. \frac{\partial c(b)}{\partial b_i} \right|_{b=b^*, \varepsilon_i} \quad (8.1)$$

Sendo assim, a transação original do agente $A(P_A)$ corresponderia a N_1 subtransações de tamanho Δ , e a do agente $B(P_B)$ a N_2 subtransações, também de tamanho Δ , conforme mostra a Figura 8.1.

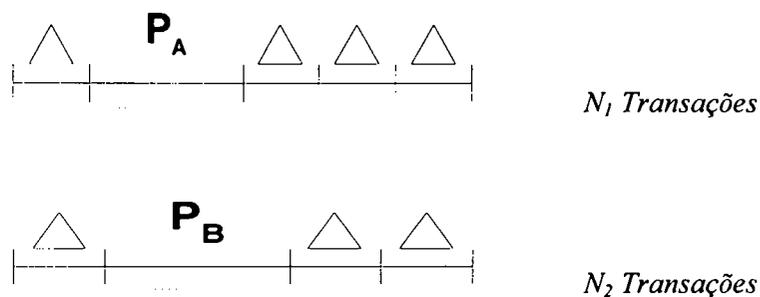


Figura 8.1 – Partições das Transações

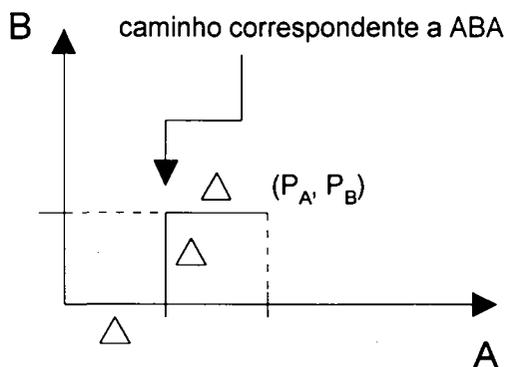


Figura 8.2 – Caminho Correspondente a ABA

Definindo $N = N_1 + N_2$ o número total de subtransações, estas poderiam ser combinadas de $\binom{N}{N_1}$ maneiras possíveis. Cada combinação pode ser associada a um “caminho” no espaço bidimensional, partindo de zero e tendo como ponto final as coordenadas correspondentes ao montante de transações originais. Então, para cada caminho α um custo marginal médio é obtido. Por exemplo, o custo marginal médio para o caminho mostrado na Figura 8.2, onde $N_1 = 2$ e $N_2 = 1$, seria:

$$\tilde{\pi}_A^\alpha = \left(\frac{\partial c}{\partial x}(\Delta, 0)\Delta + \frac{\partial c}{\partial x}(2\Delta, \Delta)\Delta \right) / P_A \quad (8.2)$$

$$\tilde{\pi}_B^\alpha = \left(\frac{\partial c}{\partial x}(\Delta, \Delta)\Delta \right) / P_B \quad (8.3)$$

Os coeficientes finais seriam a média dos custos marginais médios de todos os caminhos:

$$\tilde{\pi}_A = \left(\sum_\alpha \tilde{\pi}_A^\alpha \right) / N_\alpha \quad (8.4)$$

$$\tilde{\pi}_B = \left(\sum_\alpha \tilde{\pi}_B^\alpha \right) / N_\alpha \quad (8.5)$$

Onde $N_\alpha = \binom{N}{N_1}$

Observe que as equações 8.4 e 8.5 podem ser vistas como valores esperados de uma variável randômica em função de uma distribuição discreta, e que quando $\Delta \rightarrow 0$, N , N_1 , $N_2 \rightarrow \infty$. Para obter o limite deve-se computar $\tilde{\pi}_A$ e $\tilde{\pi}_B$ em uma forma não sequencial.

Seleciona-se então um ponto no espaço bidimensional (τ_A, τ_B) , $0 \leq \tau_A \leq P_A$, $0 \leq \tau_B \leq P_B$. Definindo $k_1 = \tau_A/\Delta$ e $k_2 = \tau_B/\Delta$, o número de caminhos que passam por $(k_1\Delta, k_2\Delta)$ e $((k_1+1)\Delta, k_2\Delta)$ seria:

$$\binom{k_1+k_2}{k_1} \binom{N-(k_1+k_2)-1}{N_1-k_1-1} = N(k_1, k_2) \frac{N_1-k_1}{N-(k_1+k_2)} \quad (8.6)$$

Onde:

$$N(k_1, k_2) = \binom{k_1+k_2}{k_1} \binom{N-(k_1+k_2)}{N_1-k_1} \quad (8.7)$$

Agora $\tilde{\pi}_A$ pode ser rescrito da seguinte forma:

$$\tilde{\pi}_A = \frac{1}{P_A} \sum_{(k_1, k_2)} \frac{N_1-k_1}{N-(k_1+k_2)} \frac{N(k_1, k_2)}{N_\alpha} \frac{\partial c}{\partial x}(k_1\Delta, k_2\Delta)\Delta \quad (8.8)$$

Ou fazendo $k = k_1 + k_2$,

$$\tilde{\pi}_A = \frac{1}{P_A} \sum_{k=1}^N \left(\sum_{k_1=1}^k \frac{N_1-k_1}{N-k} \frac{N(k_1, k-k_1)}{N_\alpha} \frac{\partial c}{\partial x}(k_1\Delta, (k-k_1)\Delta)\Delta \right) \quad (8.9)$$

Verifica-se que;

$$\frac{N(k_1, k-k_1)}{N_\alpha} = \frac{\binom{k}{k_1} \binom{N-k}{N_1-k_1}}{\binom{N}{N_1}} = \frac{\binom{N_1}{k_1} \binom{N-N_1}{k-k_1}}{\binom{N}{k}} \quad (8.10)$$

é a distribuição hipergeométrica com parâmetros (N, N_1, k) . Fazendo $p = N_1/N = P_A/(P_A+P_B)$, sabe-se que quando $N, N_1, N_2 \rightarrow \infty$, mantendo-se p constante, a distribuição hipergeométrica se aproxima da distribuição binomial com parâmetros (k, p) [35].

Como:

$$\frac{N_1-k_1}{N-k} \rightarrow \frac{N_1}{N}, \text{ quando } N_1, N \rightarrow \infty$$

Então:

$$\tilde{\pi}_A = \frac{1}{P_A} \frac{N_1}{N} \sum_{k=1}^N \left(\sum_{k_1=1}^k \binom{k}{k_1} p^{k_1} (1-p)^{k-k_1} \frac{\partial c}{\partial x}(k_1\Delta, (k-k_1)\Delta)\Delta \right) \quad (8.11)$$

Agora, como $N \rightarrow \infty$, da teoria da probabilidade, $k_1 \approx k_p$ [35], portanto,

$$\tilde{\pi}_A = \frac{1}{P_A} \frac{N_1}{N} \sum_{k=1}^N \frac{\partial c}{\partial x} (kp\Delta, k(1-p)\Delta) \Delta \quad (8.12)$$

como $\Delta = \frac{P_A}{N_1}$

$$\tilde{\pi}_A = \frac{1}{N} \sum_{k=1}^N \frac{\partial c}{\partial x} (kp \frac{P_A}{N}, k \frac{P_B}{N}) \Delta \quad (8.13)$$

Finalmente como $N \rightarrow \infty$,

$$\tilde{\pi}_A = \int_{t=0}^1 \frac{\partial c}{\partial x} (tP_A, tP_B) dt \quad (8.14)$$

Da mesma forma.

$$\tilde{\pi}_B = \int_{t=0}^1 \frac{\partial c}{\partial y} (tP_A, tP_B) dt \quad (8.15)$$

$\tilde{\pi}_A$ e $\tilde{\pi}_B$ são chamados de custos unitários de AS para os agentes A e B , respectivamente. Eles correspondem a média dos custos marginais, quando os valores das transações crescem uniformemente de zero até seus valores correntes.

Generalizando para n agentes, o custo que cabe a cada um utilizando-se a metodologia de AS seria:

$$x_i = b_i * \tilde{\pi}_i \quad \text{onde: } \tilde{\pi}_i = \int_{t=0}^1 \frac{\partial c(tb)}{\partial b_i} dt \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (8.16)$$

Onde:

- x_i montante que cabe ao agente i ;
- b_i montante de transação do agente i ;
- $\tilde{\pi}_i$ custo unitário de AS para o agente i .

A repartição via método de AS sinaliza corretamente a escassez de recursos, já que está baseada em custos marginais, recupera o custo e é justa. Além de isso é aditiva, já que repartições de custos de diversos tipos de serviços podem ser somados separadamente.

8.1.2 Propriedades da Metodologia de Aumann-Shapley

Considere um processo de produção que resulte em n diferentes bens ou serviços e que para produzir x_i unidades de cada bem i , $i = 1, \dots, n$, acarrete em um custo $f(x_1, \dots, x_n)$, onde supõe-se que $f(x_1, \dots, x_n)$ tenha primeiras derivadas contínuas e que $f(0, \dots, 0) = 0$. Então,

para se produzir a_i ($a_i \geq 0$) unidades do bem x_i , $i = 1, \dots, n$, o custo total resultante seria $f(a_1, \dots, a_n)$.

Diz-se que uma metodologia de partição de custos recupera o custo do serviço, se o somatório dos custos por unidade de produção multiplicados pelo montante produzido para cada bem a_i , $i = 1, \dots, n$, for igual ao custo do serviço $f(a_1, \dots, a_n)$. Matematicamente:

$$\sum_{i=1}^n c_i(f, a) * a_i = f(a_1, \dots, a_n), \quad (8.17)$$

Onde:

$c_i(f, a)$ custo por unidade de produção associado a cada bem x_i ;

a_i montante produzido de cada bem x_i .

Suponha que a função custo $f(x_1, \dots, x_n)$ possa ser descomposta em duas funções, $k(x_1, \dots, x_n)$ e $h(x_1, \dots, x_n)$, de modo que:

$$f(x_1, \dots, x_n) = k(x_1, \dots, x_n) + h(x_1, \dots, x_n) \quad (8.18)$$

Diz-se que uma metodologia de partição de custos é aditiva se:

$$c_i(f, a) = c_i(k, a) + c_i(h, a) \quad (8.19)$$

Sempre que, $f(a_1, \dots, a_n) = k(a_1, \dots, a_n) + h(a_1, \dots, a_n)$

Onde:

$c_i(f, a)$ custo por unidade de produção associado a cada bem x_i obtido utilizando-se a função f ;

$c_i(k, a)$ custo por unidade de produção associado a cada bem x_i obtido utilizando-se a função k ;

$c_i(h, a)$ custo por unidade de produção associado a cada bem x_i obtido utilizando-se a função h .

Suponha que os bens produzidos (x_1, \dots, x_n) , a um custo $f(x_1, \dots, x_n)$, sejam na realidade os mesmos produtos, porém medidos em diferentes unidades (por exemplo, para

$n = 2$, gasolina em litros e em galões americanos). Então, na realidade, existe apenas um bem produzido y , que é obtido através de uma combinação linear dos vetores z e x , onde z_i é um fator que relaciona a unidade de medida de x_i com a de y . Matematicamente:

$$y = z_1x_1 + z_2x_2 + \dots + z_nx_n \quad z_n \geq 0, \quad i = 1, \dots, n \quad (8.20)$$

Deste modo, pode-se definir uma nova função custo $g(y)$, tal que:

$$g(y) = g(z_1x_1 + z_2x_2 + \dots + z_nx_n) = f(x_1, \dots, x_n) \quad (8.21)$$

Diz-se que um método de repartição de custos é invariante em relação à mudanças de escalas, se o custo por unidade de produção associado a y for c_0 (obtido utilizando-se a função custo $g(y)$), então o custo por unidade de produção associado a x_i , $i = 1, \dots, n$ (obtido utilizando-se a função custo $f(x_1, \dots, x_n)$) for:

$$c_i = z_i c_0 \quad i = 1, \dots, n \quad (8.22)$$

Se $f(x_1, \dots, x_n)$ for uma função monótona crescente, então quanto maior a produção de cada bem x_i , $i = 1, \dots, n$, maior o custo de produção resultante.

Diz-se que uma metodologia de partição de custos é monotônica se, para dois montantes de produção a_i e a_i' , $i = 1, \dots, n$, então;

$$\text{Se } a_i' > a_i \quad i = 1, \dots, n \quad (8.23)$$

$$\text{Então } f(a_1', \dots, a_n') > f(a_1, \dots, a_n)$$

A seguir, será mostrado que a repartição de Aumann-Shapley atende as quatro propriedades. Para prova de sua unicidade, vide [33].

Prova matemática que a repartição de custos de Aumann-Shapley recupera o custo do serviço:

$$f(x) = f(x_1, \dots, x_n)$$

Do cálculo diferencial e integral tem-se que:

$$df(x) = \frac{\partial f(x)}{\partial x_1} dx_1 + \dots + \frac{\partial f(x)}{\partial x_n} dx_n$$

$$\text{Mas, } x_i = t a_i \Rightarrow dx_i = a_i dt$$

$$\text{Logo: } \frac{df(ta)}{dt} = \sum_{i=1}^n a_i \frac{\partial f(ta)}{\partial x_i}$$

Com isso:

$$\sum_{i=1}^n \int_{t=0}^1 a_i \frac{\partial f(ta)}{\partial x_i} dt = \int_{t=0}^1 \frac{df(ta)}{dt} dt = f(ta) \Big|_0^1 = f(a) - f(0) = f(a)$$

Observação: Na repartição de Aumann-Shapley parte-se do princípio que $f(0) = 0$. Caso que $f(0)$ seja positivo, $f(a) - f(0)$ é interpretado como o custo adicional a ser repartido. Então:

$$f(a) - f(0) = \sum_{i=1}^n \int_{t=0}^1 a_i \frac{\partial f(ta)}{\partial x_i} dt$$

Prova matemática que a repartição de Aumann-Shapley é aditiva: A aditividade é imediata, já que as operações de diferenciação e integração são aditivas.

Prova matemática que a repartição de Aumann-Shapley é invariante à mudanças de escala:

Como:

$$f(x_1, \dots, x_n) = g(z_1 x_1 + \dots + z_n x_n)$$

Então, usando-se a regra da cadeia:

$$\frac{\partial f(x_1, \dots, x_n)}{\partial x_i} = z_i g'(z_i x_i + \dots + z_n x_n)$$

Com isso:

$$c_i = \int_{t=0}^1 \frac{\partial f(ta_1, \dots, ta_n)}{\partial x_i} dt = z_i \int_{t=0}^1 g'(tz_i a_i + \dots + tz_n a_n) dt = z_i c_0$$

$$\text{Onde: } c_0 = \int_{t=0}^1 g'(ty) dt$$

Prova matemática que a repartição de Aumann-Shapley é monotônica: A monotonicidade é direta, já que se $f(x_1, \dots, x_n)$ é monótona crescente, então;

$$\frac{\partial f(x_1, \dots, x_n)}{\partial x_i} \geq 0$$

8.2 Parâmetros e Valores de Aumann-Shapley para o Sistema de 118 Barras

Tabela 8.1 – Dados de Barras Sistema de 118 Barras

<i>Barra</i>	<i>Tipo</i>	<i>Pg_{min}</i> (MW)	<i>Pg_{max}</i> (MW)	<i>Pd</i> (MW)
1	0	0.00	10.0	51.0
2	0	0.00	10.0	20.0
3	0	0.00	0.0	39.0
4	1	0.00	200.0	30.0
5	0	0.00	0.0	0.0
6	0	0.00	0.0	52.0
7	0	0.00	0.0	19.0
8	1	0.00	300.0	00.0
9	0	0.00	0.0	0.0
10	1	0.00	500.0	0.0
11	0	0.00	0.0	70.0
12	1	0.00	100.0	47.0
13	0	0.00	0.0	34.0
14	0	0.00	0.0	14.0
15	0	0.00	0.0	90.0
16	0	0.00	0.0	25.0
17	0	0.00	0.0	11.0
18	0	0.00	0.0	60.0
19	0	0.00	0.0	45.0
20	0	0.00	0.0	18.0
21	0	0.00	0.0	14.0
22	0	0.00	0.0	10.0

<i>Barra</i>	<i>Tipo</i>	<i>Pg_{min}</i> (MW)	<i>Pg_{max}</i> (MW)	<i>Pd</i> (MW)
23	0	0.00	0.0	7.0
24	1	0.00	100.0	00.0
25	1	0.00	300.0	0.0
26	1	0.00	400.0	0.0
27	1	0.00	150.0	62.0
28	0	0.00	0.0	17.0
29	0	0.00	0.0	24.0
30	0	0.00	0.0	0.0
31	1	0.00	100.0	43.0
32	0	0.00	0.0	59.0
33	0	0.00	0.0	23.0
34	0	0.00	0.0	59.0
35	0	0.00	0.0	33.0
36	0	0.00	0.0	31.0
37	0	0.00	0.0	0.0
38	0	0.00	0.0	0.0
39	0	0.00	0.0	27.0
40	1	0.00	100.0	20.0
41	0	0.00	0.0	37.0
42	1	0.00	100.0	37.0
43	0	0.00	0.0	18.0
44	0	0.00	0.0	16.0
45	0	0.00	0.0	53.0
46	1	0.00	150.0	28.0
47	0	0.00	0.0	34.0
48	0	0.00	0.0	20.0
49	1	0.00	250.0	87.0
50	0	0.00	0.0	17.0
51	0	0.00	0.0	17.0
52	0	0.00	0.0	18.0
53	0	0.00	0.0	23.0
54	1	0.00	150.0	113.0
55	0	0.00	0.0	63.0
56	0	0.00	0.0	84.0
57	0	0.00	0.0	12.0
58	0	0.00	0.0	12.0
59	1	0.00	200.0	277.0
60	0	0.00	0.0	78.0
61	1	0.00	200.0	0.0
62	0	0.00	0.0	77.0
63	0	0.00	0.0	0.0
64	0	0.00	0.0	0.0
65	1	0.00	450.0	0.0
66	1	0.00	450.0	39.0
67	0	0.00	0.0	28.0
68	0	0.00	0.0	0.0
69	1	0.00	450.0	0.0
70	0	0.00	0.0	66.0
71	0	0.00	0.0	0.0
72	1	0.00	40.0	0.0
73	1	0.00	100.0	0.0

<i>Barra</i>	<i>Tipo</i>	<i>Pg_{min}</i> (MW)	<i>Pg_{max}</i> (MW)	<i>Pd</i> (MW)
74	0	0.00	0.0	68.0
75	0	0.00	0.0	47.0
76	0	0.00	0.0	68.0
77	0	0.00	0.0	61.0
78	0	0.00	0.0	71.0
79	0	0.00	0.0	39.0
80	1	0.00	550.0	130.0
81	0	0.00	0.0	0.0
82	0	0.00	0.0	54.0
83	0	0.00	0.0	20.0
84	0	0.00	0.0	11.0
85	0	0.00	0.0	24.0
86	0	0.00	0.0	21.0
87	1	0.00	150.0	0.0
88	0	0.00	0.0	48.0
89	1	0.00	700.0	0.0
90	1	0.00	100.0	78.0
91	1	0.00	100.0	0.0
92	0	0.00	0.0	65.0
93	0	0.00	0.0	12.0
94	0	0.00	0.0	30.0
95	0	0.00	0.0	42.0
96	0	0.00	0.0	38.0
97	0	0.00	0.0	15.0
98	0	0.00	0.0	34.0
99	1	0.00	150.0	0.0
100	1	0.00	350.0	37.0
101	0	0.00	0.0	22.0
102	0	0.00	0.0	5.0
103	1	0.00	150.0	23.0
104	0	0.00	0.0	38.0
105	0	0.00	0.0	31.0
106	0	0.00	0.0	43.0
107	1	0.00	150.0	28.0
108	0	0.00	0.0	2.0
109	0	0.00	0.0	8.0
110	0	0.00	0.0	39.0
111	1	0.00	150.0	0.0
112	1	0.00	100.0	25.0
113	1	0.00	100.0	0.0
114	0	0.00	0.0	8.0
115	0	0.00	0.0	22.0
116	1	0.00	150.0	0.0
117	0	0.00	0.0	20.0
118	0	0.00	0.0	33.0

Tabela 8.2 – Dados de Linhas do Sistema de 118 Barras

<i>Origem</i>	<i>Destino</i>	<i>x(p.u)</i>	$ f_{max} $ (MW)
1	2	0.09990	20.0
1	3	0.04240	49.0
4	5	0.00798	100.0
3	5	0.10800	83.0
5	6	0.05400	118.0
6	7	0.02080	126.0
8	9	0.03050	120.0
5	8	0.02670	106.0
9	10	0.03220	421.0
4	11	0.06880	92.0
5	11	0.06820	65.0
11	12	0.01960	36.0
2	12	0.06160	39.0
3	12	0.16000	14.0
7	12	0.03400	35.0
11	13	0.07310	59.0
12	14	0.07070	44.0
13	15	0.24440	22.0
14	15	0.19500	10.0
12	16	0.08340	24.0
15	17	0.04370	93.0
16	17	0.18010	17.0
17	18	0.05050	77.0
18	19	0.04930	21.0
19	20	0.11700	31.0
15	19	0.03940	2.0
20	21	0.08490	56.0
21	22	0.09700	91.0
22	23	0.15900	71.0
23	24	0.04920	92.0
23	25	0.08000	72.0
25	26	0.03820	173.0
25	27	0.16300	75.0
27	28	0.08550	64.0
28	29	0.09430	51.0
17	30	0.03880	124.0
26	30	0.08600	178.0
8	30	0.05040	18.0
17	31	0.15630	31.0
29	31	0.03310	20.0
23	32	0.11530	95.0
31	32	0.09850	61.0
27	32	0.07550	75.0
15	33	0.12440	67.0
19	34	0.24700	39.0
35	36	0.01020	15.0
35	37	0.04970	35.0
33	37	0.14200	20.0
34	36	0.02680	34.0
34	37	0.00940	115.0

<i>Origem</i>	<i>Destino</i>	$x(p.u)$	$ f _{max}$ (MW)
37	38	0.03750	100.0
37	39	0.10600	29.0
37	40	0.16800	42.0
30	38	0.05400	54.0
39	40	0.06050	58.0
40	41	0.04870	20.0
40	42	0.18300	23.0
41	42	0.13500	26.0
43	44	0.24540	10.0
34	43	0.16810	58.0
44	45	0.09010	65.0
45	46	0.13560	72.0
46	47	0.12700	49.0
46	48	0.18900	32.0
47	49	0.06250	48.0
42	49	0.16100	26.0
45	49	0.18600	27.0
48	49	0.05050	57.0
49	50	0.07520	98.0
49	51	0.13700	140.0
51	52	0.05880	53.0
52	53	0.16350	60.0
53	54	0.12200	36.0
49	54	0.29100	99.0
54	55	0.07070	19.0
54	56	0.00955	62.0
55	56	0.01510	42.0
56	57	0.09660	74.0
50	57	0.13400	93.0
56	58	0.09660	50.0
51	58	0.07190	90.0
54	59	0.22930	50.0
56	59	0.12000	52.0
55	59	0.21580	38.0
59	60	0.14500	60.0
59	61	0.15000	76.0
60	61	0.01350	93.0
60	62	0.05610	50.0
61	62	0.03760	27.0
59	63	0.03860	243.0
63	64	0.02000	227.0
61	64	0.02680	147.0
38	65	0.09860	50.0
64	65	0.03020	356.0
49	66	0.04590	178.0
62	66	0.21800	86.0
62	67	0.11700	66.0
65	66	0.03700	106.0
66	67	0.10150	136.0
65	68	0.01600	316.0
47	69	0.27780	51.0

<i>Origem</i>	<i>Destino</i>	<i>x(p.u)</i>	$ f _{max}$ (MW)
49	69	0.32400	52.0
68	69	0.03700	251.0
69	70	0.12700	35.0
24	70	0.41150	31.0
70	71	0.03550	249.0
24	72	0.19600	87.0
71	72	0.18000	25.0
71	73	0.04540	100.0
70	74	0.13230	162.0
70	75	0.14100	126.0
69	75	0.12200	235.0
74	75	0.04060	122.0
76	77	0.14800	121.0
69	77	0.10100	42.0
75	77	0.19990	26.0
77	78	0.01240	91.0
78	79	0.02440	14.0
77	80	0.03310	22.0
79	80	0.07040	27.0
68	81	0.02020	85.0
80	81	0.03700	83.0
77	82	0.08530	153.0
82	83	0.03665	215.0
83	84	0.13200	99.0
83	85	0.14800	142.0
84	85	0.06410	220.0
85	86	0.12300	131.0
86	87	0.20740	150.0
85	88	0.10200	97.0
85	89	0.17300	153.0
88	89	0.07120	105.0
89	90	0.06530	126.0
90	91	0.08360	37.0
89	92	0.03800	400.0
91	92	0.12720	61.0
92	93	0.08480	122.0
92	94	0.15800	133.0
93	94	0.07320	112.0
94	95	0.04340	114.0
80	96	0.18200	76.0
82	96	0.05300	8.0
94	96	0.08690	107.0
80	97	0.09340	78.0
80	98	0.10800	120.0
80	99	0.20600	202.0
92	100	0.29500	316.0
94	100	0.05800	25.0
95	96	0.05470	75.0
96	97	0.08850	79.0
98	100	0.17900	89.0
99	100	0.08130	78.0

<i>Origem</i>	<i>Destino</i>	<i>x(p.u)</i>	$ f_{\max} $ (MW)
100	101	0.12620	53.0
92	102	0.05590	75.0
101	102	0.11200	70.0
100	103	0.05250	136.0
100	104	0.20400	57.0
103	104	0.15840	25.0
103	105	0.16250	38.0
100	106	0.22900	55.0
104	105	0.03780	40.0
105	106	0.05470	32.0
105	107	0.18300	148.0
105	108	0.07030	68.0
106	107	0.18300	73.0
108	109	0.02880	47.0
103	110	0.18130	51.0
109	110	0.07620	53.0
110	111	0.07550	73.0
110	112	0.06400	58.0
17	113	0.03010	43.0
32	113	0.20300	42.0
32	114	0.06120	30.0
27	115	0.07410	48.0
114	115	0.01040	28.0
68	116	0.00405	21.0
12	117	0.14000	42.0
75	118	0.04810	90.0
76	118	0.05440	23.0

O sobre-custo do sistema foi de \$4584.6, Alocando este sobre-custo via Aumann-Shapley, tem-se os seguintes resultados:

Tabela 8.3 – Pagamentos Cargas via AS Sistema de 118 Barras

<i>Barra</i>	<i>Valor Unitário</i> (\$/MWh)	P_d (MW)	<i>Total</i> (\$)
1	1.4909	51.0	76,0359
2	1.6348	20.0	32,696
3	1.4299	39.0	55,7661
4	1.1100	30.0	33,3
6	1.3975	52.0	72,67
7	1.5212	19.0	28,9028
11	1.4011	70.0	98,077
12	1.7235	47.0	81,0045
13	1.8887	34.0	64,2158
14	2.2012	14.0	30,8168
15	3.5188	90.0	316,692

<i>Barra</i>	<i>Valor Unitário (\$/MWh)</i>	<i>P_d (MW)</i>	<i>Total (\$)</i>
16	2.1232	25.0	53,08
17	-0.2221	11.0	-2,4431
18	-3.2377	60.0	-194,262
19	-6.1816	45.0	-278,172
20	-4.2125	18.0	-75,825
21	-2.7836	14.0	-38,9704
22	-1.1511	10.0	-11,511
23	1.5249	7.0	10,6743
27	-0.7844	62.0	-48,6328
28	-0.6732	17.0	-11,4444
29	-0.5505	24.0	-13,212
31	-0.5074	43.0	-21,8182
32	-0.5590	59.0	-32,981
33	1.9490	23.0	44,827
34	-0.0173	59.0	-1,0207
35	0.0572	33.0	1,8876
36	0.0366	31.0	1,1346
39	-0.8058	27.0	-21,7566
40	-1.3555	20.0	-27,11
41	-1.2553	37.0	-46,4461
42	-5.0721	37.0	-187,668
43	0.7197	18.0	12,9546
44	1.3626	16.0	21,8016
45	1.7576	53.0	93,1528
46	1.7915	28.0	50,162
47	2.4862	34.0	84,5308
48	2.7903	20.0	55,806
49	2.5266	87.0	219,8142
50	2.4383	17.0	41,4511
51	2.2653	17.0	38,5101
52	2.1873	18.0	39,3714
53	1.9704	23.0	45,3192
54	1.8086	113.0	204,3718
55	2.1129	63.0	133,1127
56	2.1674	84.0	182,0616
57	2.2809	12.0	27,3708
58	2.2236	12.0	26,6832
59	1.7423	277.0	482,6171
60	1.6473	78.0	128,4894
62	1.6350	77.0	125,895
66	1.7469	39.0	68,1291
67	1.6949	28.0	47,4572
70	4.7028	66.0	310,3848
74	5.8077	68.0	394,9236
75	6.1467	47.0	288,8949
76	7.8579	68.0	534,3372
77	10.3287	61.0	630,0507
78	9.8299	71.0	697,9229
79	8.8485	39.0	345,0915
80	-4.7534	130.0	-617,942
82	2.3245	54.0	125,523

<i>Barra</i>	<i>Valor Unitário (\$/MWh)</i>	<i>P_d (MW)</i>	<i>Total (\$)</i>
83	2.0682	20.0	41,364
84	1.6712	11.0	18,3832
85	1.4784	24.0	35,4816
86	1.4784	21.0	31,0464
88	1.5112	48.0	72,5376
90	-0.5697	78.0	-44,4366
92	0.4030	65.0	26,195
93	0.5966	12.0	7,1592
94	0.7637	30.0	22,911
95	1.1182	42.0	46,9644
96	1.5651	38.0	59,4738
97	-1.5091	15.0	-22,6365
98	-3.4360	34.0	-116,824
100	-1.2526	37.0	-46,3462
101	-0.5021	22.0	-11,0462
102	0.0706	5.0	0,353
103	-1.4468	23.0	-33,2764
104	1.4612	38.0	55,5256
105	-3.9090	31.0	-121,179
106	-3.4520	43.0	-148,436
107	-3.6805	28.0	-103,054
108	-3.4236	2.0	-6,8472
109	-3.2247	8.0	-25,7976
110	-2.6986	39.0	-105,245
112	-3.3193	25.0	-82,9825
114	-0.6537	8.0	-5,2296
115	-0.6698	22.0	-14,7356
117	1.7235	20.0	34,47
118	6.9497	33.0	229,3401
Total			4619.9

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Aumann, R.J; Shapley, L.S. *Values of Non-Atomic Games*. Princeton University Press, 1974.
- [2] Huneault, M.; Galiana, F.D.; Gross, G. A Review of Restructuring in the Electricity Business. In: PSCC (13th : June 28 – July 2, 1999: Trondheim). *Proceedings of the 13th PSCC Conference*. Trondheim, 1999. p 19-31.
- [3] Manzoni, A. *Desenvolvimento de um Módulo Dinâmico para Simuladores de Ensino e Treinamento em Sistemas de Energia Elétrica Usando Programação Orientada a Objetos*. Florianópolis, 1996. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Centro Tecnológico, Universidade Federal de Santa Catarina.
- [4] Knivsfla, K.H; Rud, L. Markets for Electricity: Structure, Pricing and Performance. *17th Annual International Energy Conference, International Association for Energy Economics, Stanvanger*. Noruega, 1994.
- [5] Da Silva, E.L; Finardi, E.C. Apostila do Curso de Processo de Estabelecimento do Preço MAE. Rio de Janeiro, Novembro 1999.
- [6] Mc Afee, R.P.; McMillan, J. Auctions and Bidding, *Journal of Economic Literature*, 25:699-738, June 1987.
- [7] *User's guide to the Pool Rules. Electricity Pool of England and Wales*, 1993.
- [8] Hogan, W.W. Contract Networks for Electric Power Transmission, <http://ksgwww.harvard.edu/people/whogan>, February 1992.
- [9] Chao, H.P.; Peck, S. Market Mechanisms for Electric Power Transmission, *Journal of Regulatory Economics*, Vol. 10, p. 25-60, July 1996.
- [10] Singh, H.; Hao, S.; Papalexopoulos, A. Transmission Congestion Management in Competitive Electricity Markets. *IEEE/PES*, Vol. PE-543-PWRS-2-06-1997, May 1997.

- [11] Baldick, R.; Kahn, E. "Transmission Planning Issues in a Competitive Economic Environment", *IEEE Transactions on Power Systems*, Columbus, Vol. 8, No. 4, p. 1497-1503, November 1993.
- [12] Da Silva, E.L. Projeto ONS/UFSC Administração dos Serviços Ancilares para o Sistema Elétrico Brasileiro, Relatório No 1, Descrição do Problema e a Experiência Internacional. Florianópolis, Agosto 1999.
- [13] EPRI, Transmission Services Costing Framework, Vol. 2: Technical and Economic Fundamentals, EPRI TR-105121-V2, Final Report, April 1995.
- [14] The UK National Grid. Website: http://www.ngc.co.uk/fr_operations.html
- [15] Alvarado, F.L. Methods for the Quantification of Ancillary Services in Electric Power Systems, In: Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica (V: Maio 1996: Recife). *V SEPOPE IP-05*. Recife, 1996. p. 27-49.
- [16] Papalexopoulos, A.D. Congestion Management in a competitive Environment. IEEE paper of his to start from regarding the California congestion management methodology.
- [17] Hogan, W.W. "Transmission Congestion: The Nodal-Zonal Debate Revisited", <http://ksgwww.harvard.edu/people/whogan>, February 1999.
- [18] Oren, S.S.; Spiller, P.T.; Variaya, P.; Wutchter, F. Nodal Prices and Transmission Rights: A Critical Appraisal. *The Electricity Journal*, Vol. 8, No. 3, p. 24-35, April 1995.
- [19] Cramton, P.; Wilson, R. A Review of ISO New England's Proposed Market Rules, Executive Summary, September 9, 1998.
Website: <http://www.iso-ne.com/main.html>
- [20] Ferrero, R.W.; Shahidehpour, S.M.; Ramesh, V.C. Transaction Analysis in Deregulated Power Systems Using Game Theory. *IEEE/PES*, Vol. 96SM582-7PWRS, July – August 1996.
- [21] Gedra, T.W. On Transmission Congestion and Pricing. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol 14, No. 1, February 1999.

- [22] Mello, J.C.O.; Mello, A.C.G.; Vieira Filho, X.; *et al.* Power System Reliability Evaluation in a Competitive Framework. CEPEL – Brasil.
- [23] The UK Pool website: <http://www.elecpool.com>
- [24] PSR Consultoria. *Congestão da Transmissão (“surplus”) e Mecanismo de Realocação de Energia no Sistema Brasileiro*. Parte 2 – Contratos de Congestão, preparado para MAE, Junho 1999.
- [25] North-Holland. *Cost Allocation: Methods, Principles, Applications*. U.S.A: Ed. H. Peyton YOUNG, 1991.
- [26] Fu, J.; Lamont, J.W. Simultaneous Service Allocation by Average Sensitivity Method. *IEEE/PES*, Vol. PE-365-PWRS-0-12-1998, 1998.
- [27] Manes, R.P.; Cheng, C.S. *The Marginal Approach to Joint Cost Allocation*. Sarasota: American Accounting Association, 1988.
- [28] Finney, J.D.; Othman, H.A.; Rutz, W.L. Evaluating Transmission Congestion Constraints in System Planning. *IEEE/PES*, Vol. 96SM485-3PWRS, July – August 1996.
- [29] Samet, D.; Tauman, Y. The Determination of Marginal Cost Prices Under a Set of Axioms. *Econometrica*, Vol. 50, No. 4, July 1982.
- [30] Neumann, V.; Morgenstern. *The Theory of Games and Economic Behavior*. Princeton. NJ: Princeton University Press, 1994.
- [31] Billera, L.J.; Heath, D.C.; Raanan, J. Internal Telephone Billing Rates – A Novel Application of Non-Atomic Game Theory. *Operations Research*, New York, Vol. 26, No. 6, November-December 1978.
- [32] L.G. Barbosa Marzano; 1998. *Estudo de Alternativas de participação de Custos de Potência Reativa em Sistemas de Transmissão em Ambientes Competitivos*, Rio de Janeiro. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Departamento de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.
- [33] Billera, L.J.; Heath, D.C. Allocation of Shared Costs: A Set of Axioms Yielding a Unique Procedure. *Mathematics of Operations research*, Vol. 7, No. 1, February 1982.

- [34] Filho, X.V.; Granville, S.; Pereira, M.V.F.; *et al.* Ancillary Services: How To Allocate Costs in an Optimizaion-Based Framework. *CIGRÉ Symposium*, Neptun, 1997.
- [35] Larson, H.J. *Introduction to Probability theory and Statistical Inference*. Wiley series in probability and mathematical statistics, Third edition.
- [36] California Power Exchange. *California's New Electricity Markeet, The Basics: How the PX Works*. PX Primer, Version 3, March 27, 1998. The California Power Exchange website: <http://www.calpx.com>
- [37] Ilic, M.; Galiana, F.; Fink, L. *Power Systems Restructuring Engineering and Economics*. USA: Power Electronics and Power Systems Series, Kluwer Academic Publishers, 1998.
- [38] EPRI, *Transmission Services Costing Framework, Vol. 2: Technical and Economic Fundamentals*, EPRI TR-105121-V1, Final Report, April 1995.
- [39] EPRI, *Transmission Dispatch and Congestion Management System (TDCMS)*, EPRI TR-107571, Final Report, December 1996.
- [40] Miller, R.L. *Microeconomia: teoria, questões e aplicações*. São Paulo: McGraw-Hill do Brasil, 1981.
- [41] The California System Operator. Website: <http://www.caiso.com>