

**RODRIGO VIEIRA SÓRIA**

**UMA PROPOSTA PARA MITIGAÇÃO DO RISCO DE  
CONGESTIONAMENTO DA TRANSMISSÃO EM SISTEMAS  
HIDROTÉRMICOS**

**FLORIANÓPOLIS**

**2008**





**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA**

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

**UMA PROPOSTA PARA MITIGAÇÃO DO RISCO DE  
CONGESTIONAMENTO DA TRANSMISSÃO EM SISTEMAS  
HIDROTÉRMICOS**

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

**RODRIGO VIEIRA SÓRIA**

Florianópolis, Maio de 2008.



# **UMA PROPOSTA PARA MITIGAÇÃO DO RISCO DE CONGESTIONAMENTO DA TRANSMISSÃO EM SISTEMAS HIDROTÉRMICOS**

**Rodrigo Vieira Sória**

Esta Dissertação foi julgada adequada para obtenção do Título de Mestre em Engenharia Elétrica, Área de Concentração em Planejamento de Sistema de Energia Elétrica, e aprovada em sua forma final do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Catarina

---

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

---

Profª. Kátia Campos de Almeida, Ph.D.  
Coordenadora do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

Banca Examinadora:

---

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

---

Prof. Erlon Cristian Finardi, D. Eng.

---

Prof. Roberto de Souza Salgado, Ph.D.



*à minha Família  
pelo carinho e preocupação,  
pela confiança na minha formação  
e pela satisfação de mais uma etapa percorrida!*



*à Gilvane,  
pelo amor que venceu distâncias,  
pela compreensão nos momentos de saudade,  
pelo constante incentivo e fundamental carinho demonstrado!*



*à Deus,  
que, por meio de seu filho Jesus,  
deu-me vida em abundância e que a cada dia  
dá-me a oportunidade de desfrutar do seu incondicional amor!*



# AGRADECIMENTOS

Ao meu orientador, Professor Edson Luiz da Silva, pela confiança, amizade, apoio e incentivo durante a realização de trabalho. Agradeço pelas oportunidades de aprendizado e de crescimento pessoal e profissional que nossas conversas de orientação me proporcionaram.

Aos professores do Laboratório de Planejamento de Sistemas de Energia Elétrica – LabPlan/UFSC, pelo comprometimento educacional e conhecimentos transmitidos.

Aos amigos do LabPlan, pelos momentos de alegria e gratificante amizade. Em especial aos grandes amigos da turma de mestrado 2005: Matheus Cruz, Otávio Vaz, Raphael Gonçalves e Walério Moreira.

Aos amigos engenheiros da turma CENEL T3, em especial aos colegas Eduardo Gaulke e Mauricio Figueiredo, também integrantes do LabPlan, pelo inestimável tempo de convivência durante curso de formação da PETROBRAS.

As amizades conquistadas durante toda minha vida, em especial aos integrantes da Primeira Igreja Batista – PIB Floripa, que fizeram diferença no período de dedicação ao mestrado e que de forma saudável e altruísta continuam fazendo diferença na sociedade.

À Universidade Federal de Santa Catarina – UFSC pelo apoio técnico e à CAPES pelo apoio financeiro durante o período em que fui bolsista.



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

# **UMA PROPOSTA PARA MITIGAÇÃO DO RISCO DE CONGESTIONAMENTO DA TRANSMISSÃO EM SISTEMAS HIDROTÉRMICOS**

**RODRIGO VIEIRA SÓRIA**

Maio/2008

Orientador: Edson Luiz da Silva, D.Eng.

Área de Concentração: Planejamento de Sistemas de Energia Elétrica

Palavras-chave: Congestionamento da Transmissão, Contratos de Congestionamento da Transmissão, Excedente Financeiro.

Número de Páginas: 159

Este trabalho apresenta uma proposta de gerenciamento do congestionamento da transmissão para sistemas hidrotérmicos com objetivo de minimizar o risco da comercialização de energia elétrica associado à incerteza de custos advindos do congestionamento da transmissão. Nesta proposta são definidas regras básicas para oferta de Contratos de Congestionamento da Transmissão, financiados com recursos do Excedente Financeiro, os quais constituem mecanismos de proteção financeira que permite aos agentes do mercado adquirir *ex-ante* uma capacidade para transmissão de energia elétrica. As regras elaboradas têm por princípios os fundamentos de mercado e se dividem em duas fases. A primeira fase é dedicada exclusivamente aos agentes que compartilham a energia elétrica gerada pelo *pool* de usinas hidrelétricas do sistema e consiste na distribuição gratuita desses contratos. A segunda fase é de livre participação para todos os agentes do mercado e consiste na realização de leilões periódicos para aquisição de tais contratos. Um exemplo de aplicação numérica, emulado a partir de um cenário baseado em estudos da operação real do sistema, é apresentado com propósito de analisar a estrutura para alocação dos Contratos de Congestionamento da Transmissão e demonstrar os resultados obtidos.



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

## **A PROPOSAL FOR MITIGATION TRANSMISSION CONGESTION RISK IN HYDROTHERMAL SYSTEMS**

**RODRIGO VIEIRA SÓRIA**

May/2008

Advisor: Edson Luiz da Silva, D.Eng.

Area of Concentration: Electrical Energy Systems Planning.

Keywords: Transmission Congestion, Transmission Congestion Contracts, Merchandising.

Number of Pages: 159

This work presents a proposal of transmission congestion management for hydrothermal systems with the objective of minimizing the energy commercialization risk associated with the uncertainty of costs by transmission congestion. In this proposal there are defined basic rules to offer the Contracts of Congestion of the Transmission, which are financed by resources of the merchandising, which constitute mechanisms of hedge that allows market players to acquire ex-ante a capacity for transmission of energy. The elaborated rules follow the market foundations and they are divided into two phases. The first phase is dedicated to players that share the electricity produced by the pool of hydro electric units of the system, which consists of the free distribution of these contracts. The second phase is open to all market players and consists of the accomplishment of periodic auctions for acquisition of such contracts. An example of numerical application, emulated with data based on studies of the real operation of the system, is presented with the purpose of analyzing the structure of allocation of the Contracts of Congestion of the Transmission and also with the aim of illustrating the proposed application.



# SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS .....	xxi
LISTA DE TABELAS .....	xxiii
LISTA DE ABREVIATURAS.....	xxv
1. INTRODUÇÃO .....	1
1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO .....	2
1.2 OBJETIVOS GERAIS E ESPECÍFICOS .....	3
1.2.1 Objetivos Gerais .....	3
1.2.2 Objetivos Específicos .....	4
1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO .....	5
2. CONGESTIONAMENTO DA TRANSMISSÃO .....	7
2.1 DESCRIÇÃO DO PROBLEMA.....	8
2.1.1 Exemplo 1 – Congestionamento da Transmissão.....	9
2.1.2 Exemplo 2 – Exposição Financeira de um Contrato Bilateral.....	11
2.2 GERENCIAMENTO DO RISCO DE COMERCIALIZAÇÃO .....	13
2.3 DIREITOS DE TRANSMISSÃO .....	14
2.3.1 Physical Transmission Right - PTR .....	14
2.3.2 Financial Transmission Right - FTR .....	16
2.3.3 Flowgate Transmission Right - FGR.....	18
2.4 EXPERIÊNCIA DE DIREITOS DE TRANSMISSÃO EM MERCADOS INTERNACIONAIS..	20
2.4.1 Pennsylvania – New Jersey – Maryland Interconnection (PJM).....	20
2.4.2 Califórnia .....	21
2.4.3 New York .....	22
2.4.4 Nord Pool.....	22
2.4.5 Nova Zelândia.....	24
2.5 CONCLUSÃO .....	24
3. MERCADO DE ENERGIA NO BRASIL.....	26
3.1 MODELO INSTITUCIONAL DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO .....	27
3.1.1 Agentes do Setor Elétrico Brasileiro .....	27
3.1.2 Operação do Sistema .....	27
3.1.3 Características Gerais .....	29
3.2 AMBIENTES DE COMERCIALIZAÇÃO .....	29
3.2.1 Ambiente de Contratação Regulada (ACR) .....	29
3.2.2 Ambiente de Contratação Livre (ACL).....	30
3.3 MECANISMO DE REALOCAÇÃO DE ENERGIA.....	31
3.3.1 Exposição Financeira.....	31
3.4 EXEMPLOS NUMÉRICOS DE ANÁLISE DO MRE .....	32
3.4.1 Exemplo 1 – Preços Junho/2007 .....	33
3.4.2 Exemplo 2 – Preços Julho/2006 .....	46
3.5 CONCLUSÃO .....	50
4. PROPOSTA DE GERENCIAMENTO DO CONGESTIONAMENTO DA TRANSMISSÃO PARA SISTEMAS HIDROTÉRMICOS .....	53

4.1	DEFINIÇÃO E PROPOSTA DE CONTRATOS DE CONGESTIONAMENTO DA TRANSMISSÃO.....	54
4.2	APLICAÇÃO DO EXCEDENTE FINANCEIRO.....	55
4.3	TIPOS DE CCTs.....	57
4.3.1	CCT Obrigação.....	57
4.3.2	CCT Opção.....	58
4.4	REGRAS DE ALOCAÇÃO DOS CCTs – FASE I.....	59
4.4.1	Pedidos para Distribuição de CCTs.....	59
4.4.2	Teste de Viabilidade Simultânea.....	61
4.5	REGRAS DE ALOCAÇÃO DOS CCTs – FASE II.....	63
4.5.1	Compensação de Fluxos.....	64
4.5.2	Definição dos Produtos.....	67
4.5.3	Alocação Competitiva.....	72
4.5.4	Verificação de Sobras de Recursos Financeiros.....	74
4.5.5	Preço de Fechamento do Leilão.....	75
4.6	FLUXOGRAMA PARA ALOCAÇÃO DE CCTs.....	77
4.7	PLANEJAMENTO DOS LEILÕES DE CCTs.....	78
4.8	LIQUIDAÇÃO DOS CCTs.....	79
4.9	CONCLUSÃO.....	81
5.	APLICAÇÃO DA METODOLOGIA PROPOSTA.....	83
5.1	CENÁRIO DE OPERAÇÃO DO EXEMPLO NUMÉRICO.....	84
5.2	PROCESSO DE ALOCAÇÃO – FASE I.....	84
5.2.1	Entrega dos Pedidos para Distribuição de CCTs.....	84
5.2.2	Aplicação do Teste de Viabilidade Simultânea.....	85
5.3	PROCESSO DE ALOCAÇÃO – FASE II.....	89
5.3.1	Alocação por Compensação de Fluxos.....	90
5.3.2	Definição Inicial de Produtos.....	92
5.3.3	Alocação Competitiva – Etapa Inicial.....	94
5.3.4	Verificação de Sobras.....	96
5.3.5	Definição Adicional de Produtos.....	98
5.3.6	Alocação Competitiva – Etapa Complementar.....	98
5.3.7	Alocação Competitiva – Resultado Definitivo.....	99
5.3.8	Preços de Fechamento do Leilão.....	101
5.3.9	Resultado Final do Leilão.....	112
5.3.10	Aplicação do Resultado do Leilão.....	113
5.4	CONCLUSÃO.....	113
6.	CONCLUSÕES.....	115
6.1	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	116
6.2	SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS.....	118
7.	APÊNDICE A – CARACTERÍSTICAS DOS DIREITOS DE TRANSMISSÃO FINANCEIROS NO SISTEMA PENNSYLVANNIA - NEW JERSEY - MARYLAND INTERCONNECTION (PJM).....	121
A.1	DEFINIÇÃO E PROPOSTA DE FTRS.....	122
A.2	VALOR DOS FTRS.....	123
A.3	LIQUIDAÇÃO DE FTRS.....	124
A.4	REQUERIMENTOS PARA PARTICIPAÇÃO EM FTRS.....	125
A.5	DEFINIÇÃO E PROPOSTA DE ARRS.....	125

A.6	VALOR DOS ARRS.....	126
A.7	REQUERIMENTOS PARA PARTICIPAÇÃO EM ARRS .....	126
A.8	LEILÕES DE FTRS .....	127
A.9	DETERMINAÇÃO DE COTAS VENCEDORAS NOS LEILÕES DE FTRS.....	128
A.10	MERCADO SECUNDÁRIO DE FTRS .....	128
A.11	TESTE DE VIABILIDADE SIMULTÂNEA DE FTRS .....	129
8.	APÊNDICE B – DADOS DOS CENÁRIOS DE PLANEJAMENTO PARA OS EXEMPLOS NUMÉRICOS DE ANÁLISE DO MRE.....	131
B.1	EXEMPLO 1 .....	132
B.2	EXEMPLO 2 .....	140
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	157



## LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 – Esquema Representativo – Congestionamento da Transmissão – Exemplo 1	10
Figura 2.2 – Esquema Representativo – Contrato Bilateral – Exemplo 2	12
Figura 3.1 – Esquema de Representação do SEB	33
Figura 3.2 – Intercambios de Energia entre os Submercados – Semana 1 – Junho2007	34
Figura 3.3 – Alocação de Energia pelo MRE – Semana 1 – Junho/2007	34
Figura 3.4 – Intercambios de Energia entre os Submercados – Semana 2 – Junho2007	36
Figura 3.5 – Alocação de Energia pelo MRE – Semana 2 – Junho/2007	36
Figura 3.6 – Intercambios de Energia entre os Submercados – Semana 3 – Junho2007	38
Figura 3.7 – Alocação de Energia pelo MRE – Semana 3 – Junho/2007	38
Figura 3.8 – Intercambios de Energia entre os Submercados – Semana 4 – Junho2007	40
Figura 3.9 – Alocação de Energia pelo MRE – Semana 4 – Junho/2007	40
Figura 3.10 – Intercambios de Energia entre os Submercados – Semana 5 – Junho2007	42
Figura 3.11 – Alocação de Energia pelo MRE – Semana 5 – Junho/2007	42
Figura 3.12 – Intercambios de Energia entre os Submercados – Semana 6 – Junho2007	44
Figura 3.13 – Alocação de Energia pelo MRE – Semana 6 – Junho/2007	44
Figura 4.1 – Esquema Representativo: Alocação por Compensação de Fluxos no SEB	67
Figura 4.2 – Curva Agregada da Solicitações Propostas no Leilão	76
Figura 4.3 – Fluxograma para Alocação de CCTs	77
Figura 5.1 – Esquema Representativo das Solicitações para Compra de CCTs no Leilão	90
Figura 5.2 – Esquema Representativo dos CCTs Aprovados por Compensação de Fluxos	91
Figura 5.3 – Esquema ilustrativo de Solicitações Remanescentes após Compensação de Fluxos	92
Figura 5.4 - Esquema Representativo dos CCTs Aprovados na Etapa Inicial de Alocação Competitiva	95
Figura 5.5 - Esquema Representativo das Solicitações Remanescentes após Etapa inicial de Alocação Competitiva	97
Figura 5.6 – Esquema Representativo do Resultado Final de CCTs Aprovados pelo Processo de Alocação Competitiva	100
Figura 5.7 – Curva Agregada das Solicitações Propostas para Compra do CCT <sub>SE_S</sub>	101
Figura 5.8 – Curva Agregada das Solicitações Propostas para Compra do CCT <sub>SE_NE</sub>	102
Figura 5.9 – Curva Agregada das Solicitações Propostas para Compra do CCT <sub>SE_N</sub>	103
Figura 5.10 – Curva Agregada das Solicitações Propostas para Compra do CCT <sub>S_SE</sub>	104
Figura 5.11 – Curva Agregada das Solicitações Propostas para Compra do CCT <sub>S_NE</sub>	105
Figura 5.12 – Curva Agregada das Solicitações Propostas para Compra do CCT <sub>NE_SE</sub>	106
Figura 5.13 – Curva Agregada das Solicitações Propostas para Compra do CCT <sub>NE_S</sub>	107
Figura 5.14 – Curva Agregada das Solicitações Propostas para Compra do CCT <sub>NE_N</sub>	108
Figura 5.15 – Curva Agregada das Solicitações Propostas para Compra do CCT <sub>N_SE</sub>	109
Figura 5.16 – Curva Agregada das Solicitações Propostas para Compra do CCT <sub>N_S</sub>	110
Figura 5.17 – Curva Agregada das Solicitações Propostas para Compra do CCT <sub>N_NE</sub>	111
Figura 5.18- Esquema Representativo dos CCTs Aprovados – Resultado Final do Leilão	113
Figura 8.1 – Intercambios de Energia entre os Submercados – Semana 1 – Julho/2006	148
Figura 8.2 – Alocação de Energia pelo MRE – Semana 1 – Julho/2006	149
Figura 8.3 – Intercambios de Energia entre os Submercados – Semana 2 – Julho/2006	150
Figura 8.4 – Alocação de Energia pelo MRE – Semana 2 – Julho/2006	150

Figura 8.5 – Intercambios de Energia entre os Submercados – Semana 3 – Julho/2006 ..	151
Figura 8.6 – Alocação de Energia pelo MRE – Semana 3 – Julho/2006 .....	152
Figura 8.7 – Intercambios de Energia entre os Submercados – Semana 4 – Julho/2006 ..	153
Figura 8.8 – Alocação de Energia pelo MRE – Semana 4 – Julho/2006 .....	153
Figura 8.9 – Intercambios de Energia entre os Submercados – Semana 5 – Julho/2006 ..	154
Figura 8.10 – Alocação de Energia pelo MRE – Semana 5 – Julho/2006 .....	155

## LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – Liquidação do Mercado de Curto Prazo .....	11
Tabela 2.2 – Liquidação de Mercado para o Gerador A1 e Carga B .....	12
Tabela 3.1 – Resultados Financeiros da Operação – Semana 1 – Junho/2007.....	35
Tabela 3.2 – Resultados Financeiros da Operação – Semana 2 – Junho/2007.....	37
Tabela 3.3 – Resultados Financeiros da Operação – Semana 3 – Junho/2007.....	39
Tabela 3.4 – Resultados Financeiros da Operação – Semana 4 – Junho/2007.....	41
Tabela 3.5 – Resultados Financeiros da Operação – Semana 5 – Junho/2007.....	43
Tabela 3.6 – Resultados Financeiros da Operação – Semana 6 – Junho/2007.....	45
Tabela 3.7 – Resultados Financeiros da Operação – Mês Completo – Junho/2007.....	45
Tabela 3.8 – Resultados Financeiros da Operação – Semana 1 – Julho/2006.....	47
Tabela 3.9 – Resultados Financeiros da Operação – Semana 2 – Julho/2006.....	47
Tabela 3.10 – Resultados Financeiros da Operação – Semana 3 – Julho/2006.....	48
Tabela 3.11 – Resultados Financeiros da Operação – Semana 4 – Julho/2006.....	48
Tabela 3.12 – Resultados Financeiros da Operação – Semana 5 – Julho/2006.....	49
Tabela 3.13 – Resultados Financeiros da Operação – Mês Completo – Julho/2006 .....	50
Tabela 4.1 – Proporcionalidade de Energia Assegurada no Sistema .....	69
Tabela 4.2 – Proporcionalidade de Consumo de Energia no Sistema (Demanda Bruta) ....	70
Tabela 4.3 – Distribuição dos Recursos Financeiros.....	71
Tabela 5.1 – Pedidos para Alocação de CCTs – Período Seco – Fase I.....	85
Tabela 5.2 – Pedidos para Alocação de CCTs – Período Úmido – Fase I .....	85
Tabela 5.3 – Previsão de Excedente Financeiro .....	86
Tabela 5.4 – Previsão de Pagamentos aos CCTs Requeridos .....	87
Tabela 5.5 – Resultados do Teste de Viabilidade Simultânea – Fase I.....	88
Tabela 5.6 – Resumo das Solicitações Propostas para Compra de CCTs no Leilão.....	89
Tabela 5.7 – Aprovação de CCTs no Processo de Compensação de Fluxos.....	90
Tabela 5.8 – Solicitações para Compra de CCTs Remanescentes após Compensação de Fluxos .....	91
Tabela 5.9 – Distribuição de Recursos para Definição do Produtos Inicial (CCTs).....	93
Tabela 5.10 – Capacidade Máxima de CCTs Disponível para Aprovação na Etapa Inicial de Alocação Competitiva .....	93
Tabela 5.11 – Aprovação de CCTs na Etapa Inicial de Alocação Competitiva.....	95
Tabela 5.12 – Solicitações para Compra de CCTs Remanescentes após Etapa Inicial de Alocação Competitiva .....	97
Tabela 5.13 – Capacidade Máxima de CCTs Adicionais Disponível para Aprovação na Etapa Complementar de Alocação Competitiva.....	98
Tabela 5.14 – Aprovação de CCTs na Etapa Complementar de Alocação Competitiva ....	99
Tabela 5.15 – Aprovação de CCTs por Alocação Competitiva – Resultado Final .....	100
Tabela 5.16 – Alocação de CCTs – Resultado Final do Leilão.....	112
Tabela 5.18 – Previsão de Pagamentos CCTs Aprovados – Resultado Final do Leilão ...	113
Tabela 8.1 – Patamares de Carga – Junho/2007 .....	132
Tabela 8.2 – Geração de Energia pelos Agentes Integrantes do MRE – Junho/2007 .....	133
Tabela 8.3 – Energia Assegurada dos Agentes Integrantes do MRE – Junho/2007 .....	134
Tabela 8.4 – Fator de Ajuste de Energia Assegurada do MRE – Junho/2007 .....	135
Tabela 8.5 – Energia Assegurada Ajustada para os Agentes do MRE – Junho/2007 .....	136
Tabela 8.6 – Energia Assegurada Recebida de Submercados Doadores – Junho/2007 ....	137

Tabela 8.7 – Energia Secundária Alocada de um Submercado Doador – Junho/2007 .....	138
Tabela 8.8 – Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) – Junho/2007 .....	139
Tabela 8.9 – Patamares de Carga – Julho/2006.....	140
Tabela 8.10 – Geração de Energia pelos Agentes Integrantes do MRE – Julho/2006 .....	141
Tabela 8.11 – Energia Assegurada dos Agentes Integrantes do MRE – Julho/2006 .....	142
Tabela 8.12 – Fator de Ajuste de Energia Assegurada do MRE – Julho/2006 .....	143
Tabela 8.13 – Energia Assegurada Ajustada para os Agentes do MRE – Julho/2006 .....	144
Tabela 8.14 – Energia Assegurada Recebida de Submercados Doadores – Julho/2006...	145
Tabela 8.15 – Energia Secundária Alocada de um Submercado Doador – Julho/2006 ....	146
Tabela 8.16 – Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) – Julho/2006 .....	147

# LISTA DE ABREVIATURAS

ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
<i>ARR</i>	<i>Auction Revenue Right</i>
ASS_1	Energia Assegurada
ASS_2	Energia Assegurada Ajustada
CCEAR	Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCT	Contrato de Congestionamento da Transmissão
CMO	Custo Marginal de Operação
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
EA_3ASS	Energia Assegurada Recebida de Submercados Doadores
EA_3SEC	Energia Secundária Recebida de Submercados Doadores
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ESS	Encargos de Serviço do Sistema
FAPCCT	Fator de Ajuste para Pedidos de CCTs
<i>FGR</i>	<i>Flowgate Rights</i>
FRPCCT	Fator de Redução para Pagamentos de CCTs
<i>FTR</i>	<i>Financial Transmission Right</i>
GSF	Fator de Ajuste de Energia Assegurada
<i>ISO</i>	<i>Independent System Operator</i>
<i>LMP</i>	<i>Locational Marginal Price</i>
<i>PJM</i>	<i>Pennsylvania – New Jersey – Maryland Interconnection</i>
PLD	Preço de Liquidação de Diferenças
<i>PTDF</i>	<i>Power Transmission Distribution Factors</i>
<i>PTR</i>	<i>Physical Transmission Right</i>
MME	Ministério de Minas e Energia
MRE	Mecanismo de Realocação de Energia
N	Norte
NE	Nordeste

ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
S	Sul
SE	Sudeste
SEB	Sistema Elétrico Brasileiro
<i>STF</i>	<i>Simultaneous Feasibility Test</i>
<i>TCC</i>	<i>Transmission Congestion Contracts</i>



## ***CAPÍTULO***

# ***1***

## ***INTRODUÇÃO***

*Neste capítulo é feita uma breve contextualização da reforma da indústria de energia elétrica, com apresentação do problema do gerenciamento do congestionamento da transmissão e da motivação ao desenvolvimento do assunto. Na seqüência seguem os objetivos gerais e específicos deste trabalho, além da estrutura dos demais capítulos.*

## **1.1 Contextualização**

O processo de introdução da concorrência nos mercados de energia elétrica, por meio da abertura ao capital privado e fim dos monopólios regulados, iniciou-se na década de 90 com algumas experiências, tendo Noruega e Grã-Bretanha como os países pioneiros na Europa e o Chile na América Latina.

No geral, as evidências de bons resultados obtidos neste processo levaram diversos mercados de energia elétrica a seguir o sucesso do liberalismo econômico, desverticalizando sua estrutura e introduzindo a competição com a expectativa de reduzir custos e alcançar melhores índices de eficiência.

Os resultados consolidados desde o início deste processo de desregulamentação e substituição da estrutura monopolista e vertical por um ambiente de mercado, com regras que seguem o equilíbrio entre oferta e demanda, segregando a estrutura produtiva da energia elétrica, levaram a verificar que as atividades de geração e comercialização de energia são aquelas que possuem condições e capacidade de aderir ao processo de concorrência, enquanto as atividades de transmissão e distribuição de energia são monopólios naturais com condições apenas de serem disciplinadas por meio de um processo de regulação do mercado.

Já passadas quase duas décadas desde o início da formação de mercados competitivos na indústria de energia elétrica é possível observar que não existe um modelo ou padrão de mercado, pois diferentes estruturas e políticas de regulação podem ser aplicadas. Cada caso deve ser profundamente analisado com o intuito de garantir condições mínimas de concorrência verificando necessidade de adaptações às condições locais do mercado.

A competição efetiva do mercado de energia elétrica é resultado de um planejamento integrado e as recomendações (HUNT, 2002) abrangem alguns tópicos específicos: demanda, acordos de mercado, transmissão, oferta e competição no varejo, sendo que a identificação das áreas dos mercados, definidas por restrições físicas de transmissão, bem como a separação contábil e a divisão das funções das empresas de energia, são as medidas gerais sugeridas.

O sistema de transmissão, independentemente do modelo de mercado projetado, funciona como uma estrutura que desempenha o papel de um agente econômico ao realizar o “transporte” da energia elétrica (SILVA, 2001) com importantes relações comerciais no que diz respeito à disponibilidade, congestionamento e formação de preços.

O planejamento das regras da transmissão, ao afetar diretamente a participação dos agentes no ambiente de mercado, além de considerar o controle operacional independente dos agentes de comercialização, observando o pré-requisito de livre acesso à rede de transmissão e de mecanismos eficientes para determinar o preço de uso da rede, bem como a sua expansão, eliminando as inquietações quanto ao poder de mercado<sup>1</sup>, deve prever uma eficiente forma de gerenciar o congestionamento e administrar as restrições existentes.

O Gerenciamento do congestionamento da transmissão é uma atividade imprescindível para garantir o bom funcionamento do mercado competitivo e uma das ferramentas muito discutidas nos últimos anos é a implementação de direitos de transmissão.

Na teoria, o direito de transmissão é uma ferramenta capaz de oferecer aos agentes um mecanismo de proteção (*hedge*) contra a diferença de preços na comercialização de energia em contratos futuros, transformando a incerteza dos custos de uso da transmissão nos valores pagos pela aquisição dos direitos de transmissão.

## 1.2 Objetivos Gerais e Específicos

### 1.2.1 Objetivos Gerais

O objetivo geral deste trabalho é apresentar uma proposta para implementação de direitos de transmissão por meio de Contratos de Congestionamento da Transmissão como ferramenta para gerenciar o congestionamento do sistema de transmissão em sistemas hidrotérmicos, oferecendo ao mercado um mecanismo de proteção contra a diferença de preços na comercialização de energia.

---

<sup>1</sup> Poder de Mercado é um grau de controle que um ou mais agentes do mercado têm sobre o preço e as decisões de produção de uma atividade ou produto.

### 1.2.2 Objetivos Específicos

A proposta deste trabalho abrange sistemas hidrotérmicos de forma geral, tendo como referência o caso brasileiro, um sistema hidrotérmico com predominância de geração hidrelétrica. Desta forma, os objetivos específicos são:

- Analisar algumas metodologias de gerenciamento do congestionamento da transmissão em mercados que praticam a alocação do Excedente Financeiro (*surplus*) por meio de direitos de transmissão, onde tais direitos são utilizados como um instrumento de proteção contra o risco de exposição à diferença de preços na comercialização de energia elétrica;
- Analisar a contribuição do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE para a eficiência do mercado de energia brasileiro, enquanto metodologia para administração do mercado que objetiva minimizar e compartilhar o risco hidrológico da comercialização de energia no longo prazo, observando as implicações para implementação de direitos de transmissão financeiros;
- Desenvolver e detalhar as regras de uma proposta para implementação de direitos de transmissão financeiros, baseada nos princípios de mercado, adaptada às características de um sistema de geração hidrotérmica com predominância de usinas hidrelétricas, cujo processo de alocação permita a oferta competitiva de Contratos de Congestionamento da Transmissão aos agentes do mercado;
- Apresentar o estudo sintético de um determinado período de planejamento da operação do sistema para a aplicação das regras da proposta de gerenciamento do congestionamento da transmissão para sistemas hidrotérmicos por meio da oferta e alocação de Contratos de Congestionamento da Transmissão no curto prazo;

### **1.3 Estrutura do Trabalho**

O presente trabalho está estruturado em seis capítulos, incluindo este de introdução, e para facilitar a compreensão dos assuntos abordados, os demais capítulos estão organizados da seguinte forma:

- O Capítulo 2 é dedicado a apresentar o problema de gerenciamento do congestionamento do sistema de transmissão, o qual está diretamente relacionado ao risco da incerteza de preços na comercialização de energia. Ao descrever o problema são apresentados alguns exemplos ilustrativos para melhor representação e entendimento do leitor, assim como o capítulo também apresenta uma breve revisão bibliográfica para identificar alternativas empregadas para tratamento do problema em alguns dos principais mercados de energia elétrica do mundo;

- O Capítulo 3 apresenta o modelo institucional do Sistema Elétrico Brasileiro – SEB quanto à sua estrutura de contabilização dividida em submercados e a regulamentação dos ambientes de comercialização de energia. O objetivo de dedicar uma parte do trabalho ao SEB está alinhado com a intenção de analisar este sistema e utilizá-lo como referência para a apresentação da metodologia proposta;

- O Capítulo 4 concentra o fundamento deste trabalho de dissertação e apresenta uma proposta de mecanismo para gerenciamento do congestionamento da transmissão em sistemas hidrotérmicos. Este capítulo busca detalhar os princípios, metodologia e regras estabelecidos para implementação da proposta;

- O Capítulo 5 foi escolhido demonstrar uma aplicação numérica da proposta apresentada no Capítulo 4. Este exemplo emula um período de comercialização e se propõe a apresentar passo a passo os resultados obtidos;

- O Capítulo 6 encerra o trabalho desta dissertação e apresenta alguns comentários finais, as conclusões obtidas e algumas sugestões para linhas de pesquisa que podem ser mais amplamente exploradas a partir das contribuições evidenciadas neste trabalho;

- O Apêndice A é dedicado a apresentar as Características de funcionamento dos Direitos de Transmissão Financeiros no Sistema *Pennsylvania, New Jersey e Maryland Interconnection (PJM)*, utilizados como referência na inserção dos princípios dos direitos de transmissão durante a elaboração da proposta de trabalho;

- O Apêndice B é dedicado a apresentar os principais dados que compõem os respectivos cenários de planejamento da operação considerados nos Exemplos Numéricos para análise do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE, conforme será visto na Seção 3.4.



**CAPÍTULO**  
**2**

**CONGESTIONAMENTO DA**  
**TRANSMISSÃO**

*O problema de congestionamento do sistema de transmissão e o tratamento dado em diversos mercados de energia elétrica para gerenciar o risco de comercialização em contratos futuros são os tópicos deste capítulo. Por meio de uma revisão bibliográfica são apresentadas alternativas para tratamento do problema e evidenciadas algumas formas empregadas em alguns dos principais mercados do mundo.*

## 2.1 Descrição do Problema

Em sistemas hidrotérmicos, as usinas termelétricas podem ser construídas próximas aos centros de carga, diferente das usinas hidrelétricas que geralmente são localizadas distantes dos centros de carga e inevitavelmente utilizam o sistema de transmissão para despachar a produção de energia elétrica até um ponto de distribuição próximo ao consumidor final.

Uma considerável vantagem da geração hidrelétrica é a possibilidade de armazenar grandes volumes de água, de maneira que possa regular a vazão dos rios e garantir geração de energia elétrica para períodos de estiagem. Entretanto, cada vez mais há uma forte dependência das aflúncias presentes, pois a capacidade de armazenamento dos reservatórios não consegue manter a mesma proporcionalidade de crescimento da demanda.

No específico caso do SEB, que possui predominância de geração hidrelétrica, as distintas e estocásticas condições de aflúncias aos reservatórios, produzem um risco hidrológico associado à comercialização, pois há diferenças hidrológicas entre as regiões, com períodos secos e úmidos não coincidentes<sup>2</sup>, fazendo com que haja necessidade de transferência de energia entre as regiões.

Se o sistema de transmissão não possui capacidade para atender o montante das solicitações de transferência de energia ou há qualquer restrição, limitando a capacidade de uso da transmissão, ocorre o congestionamento da transmissão. Isso impede o despacho de geradores mais eficientes e conseqüentemente gera necessidade de despachar geradores com preços mais caros, o que acarreta em aumento do custo de operação<sup>3</sup>.

---

<sup>2</sup> Seco e úmido são períodos complementares do ano que apresentam distintas condições de aflúncias. O Período Seco corresponde ao período de sete meses consecutivos de maio a novembro enquanto que o Período Úmido corresponde ao período de cinco meses consecutivos de dezembro a abril.

<sup>3</sup> O funcionamento de um sistema de transmissão considera requisitos de segurança do sistema, com restrições que impedem o despacho dos geradores da forma mais eficiente possível e como consequência causa um acréscimo de custo de operação, denominado custo de congestionamento. Sem as restrições de transmissão (congestionamentos), a geração atenderia o mercado a um único preço (preço de equilíbrio), tendo-se então intensa competição entre os agentes de geração, caracterizando um mercado sob concorrência perfeita (SILVA, 2001).

O intercâmbio de energia entre duas regiões que possuem diferentes preços de energia, naturalmente gera um excedente financeiro da transmissão, também designado *surplus* (STOFT, 2002), pois o montante pago pelos consumidores é maior que o montante necessário para remunerar a energia elétrica produzida.

O excedente financeiro só existe porque há um sistema de transmissão que transporta energia elétrica de uma região a outra, porém com restrições, fazendo com que haja distintos preços de energia em diferentes locais, caso contrário, a comercialização de energia poderia ser realizada com um único preço de equilíbrio do mercado. Com isso, parte da energia elétrica que foi produzida na região de preço mais baixo é transportada para a região de preço mais alto e comercializada a um preço maior.

Para ilustrar o problema do congestionamento da transmissão são apresentados dois exemplos numéricos que procuram demonstrar a dificuldade que um agente de geração encontra para comercializar energia em contratos futuros.

### 2.1.1 Exemplo 1 – Congestionamento da Transmissão

O Exemplo 1 apresenta um cenário de comercialização de energia entre as regiões “A” e “B”, interligadas por uma linha de transmissão com limite de 1.000MW.

Na região “A” estão instalados 3 geradores ( $G_{A1}$ ,  $G_{A2}$  e  $G_{A3}$ ) e 1 carga ( $L_A$ ), enquanto na região “B” estão instalados 1 gerador ( $G_{B1}$ ) e 1 carga ( $L_B$ ), conforme Figura 2.1.

Neste ambiente de comercialização os geradores ofertam preço, o despacho de energia é definido por ordem de mérito e como resultado o sistema tem um CMO<sup>4</sup> em cada região.

---

<sup>4</sup> CMO é o preço marginal do último recurso despachado e para um sistema com despacho definido por ordem de mérito indica o preço que todos os geradores são remunerados

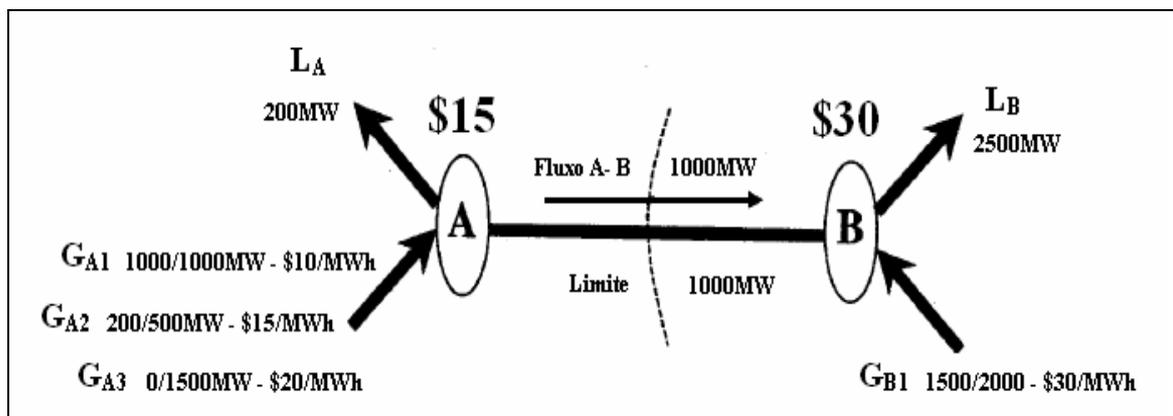


Figura 2.1 – Esquema Representativo – Congestionamento da Transmissão – Exemplo 1

A Figura 2.1 apresenta o cenário de comercialização entre as regiões “A” e “B”. Ao lado da identificação de cada gerador são indicados o montante despachado, a capacidade instalada e o respectivo preço ofertado da energia. Para cada carga é indicada a respectiva demanda.

É possível observar que o limite de transferência de energia na linha de transmissão foi alcançado e conseqüentemente há um congestionamento da transmissão, fazendo com que haja necessidade de despacho de geração mais cara na região que está importando energia, ou seja, na região “B”.

Há geradores mais eficientes na região “A”, que estão exportando energia para a região “B”, mas como não é mais possível transferir energia pela linha de transmissão esses geradores ficam com restrição de despacho.

Desta forma, há diferentes preços de comercialização no curto prazo, na região “A” o CMO é de \$15/MWh, enquanto que na região “B” o CMO é de \$30/MWh, conforme oferta de preços do geradores no sistema.

Para uma análise preliminar dos resultados da comercialização considera-se que não há qualquer contrato de compra e venda firmado entre os agentes e a liquidação é realizada apenas no mercado de curto prazo.

**Tabela 2.1 – Liquidação do Mercado de Curto Prazo**

Débitos			Créditos		
Gerador A1	1.000*15	=\$15.000	Carga A	200*15	=\$3.000
Gerador A2	200*15	=\$3.000	Carga B	2.500*30	=\$75.000
Gerador B1	1.500*30	=\$45.000			
Total		=\$63.000	Total		=\$78.000

Excedente Financeiro	
$\$78.000 - \$63.000 = \$15.000$ ou $(\$30 - \$15)*1.000 = \$15.000$	

A Tabela 2.1 demonstra a posição do operador do mercado na liquidação de curto prazo, considerando a comercialização pelo período de uma hora, onde é possível verificar o Excedente Financeiro, correspondente à remuneração do circuito de transmissão congestionado em um ambiente competitivo (BRASIL, 2002).

### 2.1.2 Exemplo 2 – Exposição Financeira de um Contrato Bilateral

Este segundo exemplo numérico é complementar ao Exemplo 1, com o mesmo cenário de comercialização, mantidos os montantes de geração e consumo dos agentes, alterado pela existência de um contrato bilateral entre o Gerador A1 e a Carga B, conforme Figura 2.2.

O contrato bilateral estabelece que o Gerador A1, localizado na região “A”, vende montante de 900MW durante o período de uma hora para a Carga B, localizada na região “B”, pelo preço de \$17/MWh.

Neste Exemplo 2, as diferenças de geração e consumo continuam sendo liquidadas no mercado de curto prazo, considerando a comercialização pelo período de uma hora.

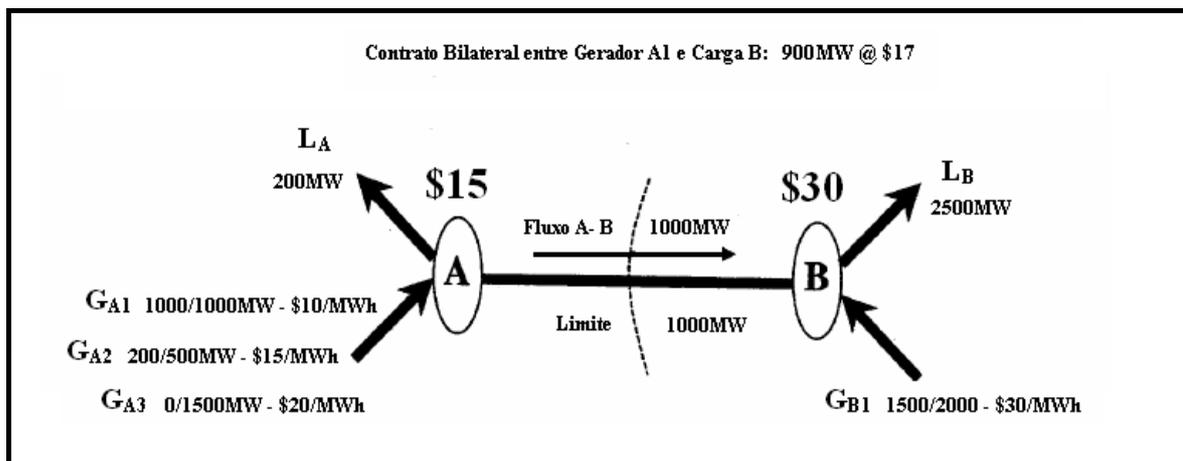


Figura 2.2 – Esquema Representativo – Contrato Bilateral – Exemplo 2

A Tabela 2.2 apresenta os resultados da liquidação de mercado para o contrato bilateral firmado pelo Gerador A1.

A diferença de preços entre a região “A” (geração) e região “B” (consumo) expõe o Gerador A1 a uma exposição financeira negativa que compromete uma parcela significativa da receita obtida pelo contrato bilateral.

Tabela 2.2 – Liquidação de Mercado para o Gerador A1

<b>Gerador G<sub>A1</sub></b>		
Crédito Contrato	900*17	= \$15.300
Receita Curto Prazo	900*15	= \$13.500
Compra Curto Prazo	900*30	= -\$27.000
<b>Saldo</b>		<b>= \$1.800</b>

<b>Liquidação Financeira do Gerador A1 Contrato Bilateral</b>	
\$15.300 + \$13.500 - \$27.000 = \$1.800	

Ao firmar um contrato bilateral o gerador tem o objetivo de buscar proteção contra preços reduzidos no mercado de curto prazo, enquanto que o consumidor (carga) tem o objetivo de buscar proteção contra preços elevados no mercado de curto prazo. Como esse tipo de contrato é registrado na área onde se localiza a carga, o agente gerador fica sujeito às exposições financeiras que podem ocorrer quando há congestionamento no sistema de transmissão.

A incerteza dos preços de uso da transmissão é uma variável desafiadora para os geradores e agentes comercializadores estabelecerem suas estratégias de compra e venda de energia, sendo muitas vezes um elemento que inibe a contratação futura ou para entrega em longas distâncias.

## 2.2 Gerenciamento do Risco de Comercialização

A forte incerteza sobre o preço da energia elétrica implica risco para todos os agentes econômicos, especialmente aos geradores e comercializadores, pois compromete a programação da previsão do fluxo de caixa futuro para o planejamento financeiro, além de submeter os agentes a exposições financeiras negativas, que podem ser absolutamente insuportáveis. O resultado econômico advindo do risco da incerteza de preços para uso da transmissão tem um impacto significativo e pode ser medido ou avaliado pela reação dos agentes, em função das estratégias adotadas.

A disponibilidade de uma ferramenta ou mecanismo que permita os agentes do mercado encontrar uma maneira de se proteger contra a incerteza dos custos de uso da transmissão é um desafio presente no ambiente de mercados competitivos.

A condição ideal para gerenciar, e até mesmo evitar, o risco de comercialização é que os participantes do mercado possam adquirir *ex-ante* a capacidade de transmissão exigida para programar as suas transações. Desta forma, ao se dispor a entrar no mercado para firmar contratos futuros para entrega de energia, o agente vendedor da energia tem condições de incorporar o devido custo de uso da transmissão no preço final da sua oferta, eliminando a incerteza dos custos provenientes do congestionamento da transmissão.

Fisicamente esta condição ideal não existe, pois ao contrário de outros sistemas de transporte, em que se pode distinguir com clareza o percurso realizado do vendedor ao comprador, a energia obedece as Leis de *Kirchhoff*<sup>5</sup> e flui livremente por todos os caminhos interligados na rede, na proporção inversa à impedância de cada trecho.

---

<sup>5</sup> Leis de Kirchhoff para circuitos elétricos: Lei das Correntes ou dos Nós e Lei das Tensões ou das Malhas.

A necessidade de um gerenciamento eficiente da comercialização fez com que diversos mercados de energia elétrica introduzissem instrumentos de mitigação do risco da contratação.

Um tipo de mecanismo já implementado em vários mercados internacionais, para os geradores fazerem uso de uma determinada capacidade do sistema e se protegerem contra o risco de exposição de preços, são os direitos de transmissão, conforme são apresentados na Seção 2.3, a seguir.

### **2.3 Direitos de Transmissão**

Os direitos de transmissão possuem dois objetivos principais: facilitar a mitigação do risco de comercialização de energia em situações de congestionamento e fornecer os sinais adequados ao mercado para motivar investimentos na infra-estrutura de geração e transmissão.

A aplicação de direitos de transmissão pode ser definida em três abordagens (CHAO et al, 2000).

A primeira alternativa, designada *Physical Transmission Rights (PTR)*, considera direitos físicos, os quais dão ao proprietário o direito de usar fisicamente com exclusividade um circuito do sistema de transmissão. A segunda alternativa, geralmente conhecida como *Financial Transmission Rights (FTR)*, considera direitos financeiros, os quais permitem ao proprietário arrecadar uma quantidade de recursos financeiros equivalentes aos seus custos gerados pelo uso do sistema de transmissão. E a terceira alternativa é conhecida como *Flowgate Rights (FGR)*, e se utiliza da definição dos direitos físicos combinados com alguns benefícios dos direitos financeiros.

#### **2.3.1 *Physical Transmission Right - PTR***

Os *PTRs* são simples na teoria e envolvem o direito exclusivo de transportar uma quantidade de energia entre dois pontos na rede e conseqüentemente negar acesso aos

participantes do mercado que não possuem esses direitos (LYONS; FRASER; PARMESANO, 2000).

A partir do momento que um determinado agente de geração possui um direito de transmissão físico pode-se dizer que este agente possui uma reserva de capacidade física da transmissão para seu uso exclusivo, definido claramente como um direito de propriedade, e não permite que outros agentes de geração tenham acesso ao mesmo circuito.

Mesmo com o *PTR* adquirido, o proprietário não está obrigado a fazer uso da transmissão para transferir a determinada quantidade de energia contratada e caso não queira utilizar essa capacidade reservada pode vender esses direitos, beneficiando-se em momentos que a demanda para utilizar a transmissão está alta.

Esse tipo de direito de transmissão permite determinar o custo de uso do sistema de transmissão de forma antecipada ao uso, mas na prática há problemas que inibem sua utilização.

Ao definir (STOFT, 2002) que o *PTR* confere o direito para programar um fluxo de potência, com objetivo de concretizar uma comercialização de energia entre dois pontos da rede de transmissão, o proprietário do direito pode interferir na programação do operador do sistema que planeja despachar o sistema de forma eficiente. Esse problema pode não representar um grave fator de inibição em sistemas de pequeno porte ou com poucos agentes, mas com certeza é um sério problema que se agrava na medida em que cresce o número de agentes participantes do mercado.

Outro relevante problema é a incompatibilidade dos *PTRs* com a metodologia de preços locais ou zonais, pois os proprietários de direitos físicos podem conseguir manipular os preços da energia em determinadas condições. Por exemplo, (LYONS; FRASER; PARMESANO, 2000), um proprietário de *PTRs* de A para B, que tem uma planta de geração em B, pode restringir outras plantas de geração mais eficientes, localizadas em A, de acessar a rede de transmissão para entregar energia em B e, desta forma, consegue aumentar o preço da energia em B ao restringir a participação no mercado de geradores mais eficientes.

Em termos práticos, uma alternativa para melhorar o funcionamento dos *PTRs* é torná-los negociáveis no curto prazo, tendo um forte processo de regulação para controlar o

uso destes direitos (BAUTISTA; QUINTANA, 2003). Para tanto, as regras devem impor condições aos proprietários para que estes exerçam o direito de uso ou então perderão o direito (*use it or lose it*). O proprietário do direito deve declarar, com certa antecedência, a sua intenção de usar o direito, para que em caso de desistência seja possível disponibilizá-lo no mercado de curto prazo, permitindo que outros agentes interessados possam adquirir os direitos e ter acesso ao sistema de transmissão.

### 2.3.2 *Financial Transmission Right - FTR*

Um *FTR* é um direito financeiro, portanto não físico, porque assegura ao seu proprietário o direito a receber um crédito financeiro, vinculado à quantidade de energia e a diferença de preços entre os pontos de injeção e de retirada da energia contratada (HOGAN, 2002).

Os contratos de *FTRs* estão diretamente ligados aos preços nodais, não ao caminho ou circuito em particular da transferência de energia, por isso não há necessidade de detalhar a distribuição do fluxo de potência, e este aspecto define sua simplicidade.

De forma sintética, um contrato de *FTR* remunera a diferença de preços entre o ponto de destino e o ponto de origem da transferência de uma quantidade fixa de energia e esta é a perfeita proteção para um fluxo de potência com esta mesma quantidade de energia entre estes mesmos pontos, sendo que qualquer associação que o proprietário do *FTR* possa ter com o fluxo de potência é irrelevante.

Esses direitos protegem seus proprietários por meio do reembolso dos custos de congestionamento da transmissão, sendo que um gerador que adquire um contrato de *FTRs* pode garantir o despacho de energia e assim emular um direito físico para uma comercialização ponto-a-ponto.

Os recursos necessários para garantir os pagamentos dos contratos de *FTRs* são provenientes do Excedente Financeiro (*surplus*), exigindo-se a realização de um teste de

factibilidade<sup>6</sup> e verificação da adequabilidade do montante de excedente financeiro arrecadado para garantir o pagamento dos *FTRs* no momento da liquidação financeira.

A formulação dos *FTRs* (HOGAN, 1992) é complementar à metodologia de preços nodais e leva em consideração alguns requisitos básicos para seu funcionamento. O primeiro requisito estabelece que qualquer tipo de direito da transmissão precisa obedecer a critérios de confiabilidade do sistema. O segundo requisito estabelece que os *FTRs* devem estar associados a um mecanismo de precificação de uso do sistema. O terceiro e não menos importante requisito estabelece que os *FTRs* devem estar disponíveis a todos os agentes participantes do mercado.

Os *FTRs* têm como essência de funcionamento:

- a) apresentar-se como uma ferramenta que os comercializadores possuem para se protegerem da incerteza de preços pelo uso da transmissão quando desejam realizar contratos futuros, transformando esta incerteza de custos nos valores pagos pela aquisição dos *FTRs*;
- b) dar provimento de bons incentivos para os proprietários de linhas de transmissão, sob regime de regulação, a manter em boas condições de uso, pois o operador do sistema pode cobrar destes proprietários os prejuízos advindos de saídas da transmissão não planejadas o que resultam em redução de capacidade do sistema;
- c) ajudar a resolver problemas de poder de mercado, evitando que participantes do mercado pratiquem altos preços ou ainda reduzam esses preços de forma a restringir acesso em determinados locais;
- d) incentivar participantes do mercado a fazer investimentos na expansão da transmissão.

Apesar da remoção do risco pela proteção, comercializadores ainda estarão expostos à completa força dos sinais de preços locais e ainda devem fazer escolhas eficientes para produção e consumo (STOFT, 2002).

---

<sup>6</sup> As condições do Teste de Viabilidade Simultânea (*Simultaneously Feasible Test*) podem ser encontradas na literatura: (HOGAN, 2002) e (STOFT, 2002).

Segundo (HUNT, 2002), a disponibilidade de direitos de transmissão visa garantir atratividade para os agentes interessados em realizar investimentos ou ainda encontrar a melhor alternativa de remunerar os investimentos já realizados.

Idealmente os arranjos financeiros refletem as propriedades físicas da eletricidade e, se essas definições de contratação são bem projetadas, minimizam os riscos de comercialização futura e o mercado pode trabalhar sem oferecer maiores risco devido à incerteza dos custos pelo uso da transmissão.

### 2.3.3 *Flowgate Transmission Right - FGR*

A definição dos *FGRs* diferencia-se dos *PTRs* pelo fato que a mesma reconhece que o fluxo de potência não percorre um único caminho pelo sistema de transmissão, da fonte até a carga, mas considera um conjunto de caminhos, que são os próprios caminhos da distribuição do fluxo de potência na rede de transmissão, de acordo com as Leis de Kirchhoff para circuitos elétricos.

Ao observar que o fluxo de potência se distribui em vários caminhos paralelos na transmissão, desde o ponto de injeção (fonte) e o ponto de retirada (carga), é possível identificar os caminhos (*flowgates*) por meio dos quais a energia realmente flui.

Os *FGRs* são definidos a partir da capacidade de transmissão em cada *flowgate* da rede e quando ocorre o congestionamento da transmissão é possível verificar a parcela de participação da transferência da energia em cada *flowgate*.

A verificação da parcela de participação em cada *flowgate* é realizada por meio da decomposição do fluxo de potência do sistema e utiliza a metodologia dos Fatores de Distribuição de Transmissão de Potência (*Power Transmission Distribution Factors – PTDF*), determinados a partir da formação da matriz de sensibilidade da rede (WOOD; WOLLENBERG, 1996).

A proposta para implementação de *FGRs* apresenta as seguintes características principais (BAUTISTA; QUINTANA, 2003):

- a) Identificação dos principais *flowgates* da rede e definição de uma capacidade fixa de transmissão, reduzindo o número de circuitos a serem protegidos contra o congestionamento, incentivando a liquidez da oferta de *FGRs*;
- b) A identificação e definição dos *FGRs* é realizada por meio de uma representação linear modelo DC, onde os *PTDFs* identificam as restrições da rede de transmissão, permitindo que o fluxo de potência através de qualquer circuito possa ser definido como a superposição de *flowgates* individuais;
- c) *FGRs* têm sempre valores não negativos, mesmo que o congestionamento ocorra no sentido oposto ao definido no *FGRs* contratado. Nesta situação o valor do *FRG* será zero e o proprietário do direito não tem a obrigação de fazer qualquer desembolso, diferentemente do que pode ocorrer com os *FTRs*.

Algumas desvantagens dos *FGRs* são:

- a) A simplificação na definição dos principais *flowgates* faz com que os custos de congestionamento nos circuitos desconsiderados fiquem descobertos ou ainda sejam socializados, gerando ineficiência no mercado;
- b) O modelo geral de *FGRs* propõe um controle descentralizado para o gerenciamento do congestionamento da transmissão e esta premissa permite que um agente torne-se monopolista a partir do momento em que possuir uma quantidade significativa de *FGRs*;
- c) Não há incentivos para investimentos na ampliação da rede de transmissão.

Os detalhes da metodologia de *FGRs* são complicados, mas a idéia é simples. Para um agente participante do mercado obter perfeita proteção contra a incerteza da diferença de preços pelo uso da transmissão em um sistema congestionado, ele precisa deter um portfólio de *FGRs*, de forma que possa igualar a decomposição do fluxo de potência da sua transferência de energia em cada *flowgate* congestionado.

Há uma forte crítica com argumentos que a implementação de *FGRs* cria condições artificiais para o mercado (HOGAN, 2000), concluindo-se que as simplificações do modelo geral não são realistas e questiona a argumentação que os custos das divergências são baixos enquanto que os benefícios dos resultados são altos.

## 2.4 Experiência de Direitos de Transmissão em Mercados Internacionais

Esta seção se dedica a apresentar algumas experiências de mercados de energia elétrica na administração do congestionamento da transmissão por meio de direitos de transmissão.

A experiência norte-americana do Mercado *Pennsylvania – New Jersey – Maryland Interconnection (PJM)* é a mais conhecida na literatura e algumas das principais características estão apresentadas no Apêndice A. Nos EUA ainda são conhecidas outras experiências nos Mercados de *New York, Califórnia e New England* sendo que todos os modelos implementados são muito semelhantes ao *PJM*.

Mercados com sistemas hidrotérmicos como o *Nord Pool* e a Nova Zelândia realizam a administração do congestionamento da transmissão com metodologias relacionadas ao direito de uso da capacidade física de transmissão.

### 2.4.1 *Pennsylvania – New Jersey – Maryland Interconnection (PJM)*

O sistema *Pennsylvania – New Jersey – Maryland (PJM)*, em operação desde 1927, é a mais antiga rede com despacho centralizado no mundo. Com a implantação da tarifa de transmissão de livre acesso no sistema, em 1º de abril de 1997, o *PJM* começou a operar o primeiro mercado de energia elétrica com oferta de preços dos EUA, tornando-se um dos mercados mais ativos e líquidos do país.

A implementação de direitos de transmissão financeiros no *PJM* ocorreu em abril de 1999 com a designação de *Fixed Transmission Rights (FTRs)* e a alocação inicial foi para os usuários do Serviço de Transmissão de Integração do Sistema (*Network Integration Transmission Service*)<sup>7</sup>.

São quatro as modalidades possíveis para obtenção de *FTRs*:

---

<sup>7</sup> *Network Integration Transmission Service* é um serviço de transmissão que utiliza o despacho de geração para atender designados consumidores. Não há cobrança pelo uso deste serviço, mas somente alguns agentes é que podem utilizá-lo.

- a) Serviço de Transmissão de Integração do Sistema: Consumidores deste serviço tem a opção de requerer *FTRs* para suas respectivas fontes de geração;
- b) Serviço de Transmissão Ponto-a-Ponto Firme (*Firm Point-to-Point Service*)<sup>8</sup>: *PJM* aloca *FTRs* para os agentes que utilizam os Serviços de Transmissão Ponto-a-Ponto Firme, conforme requerimentos aprovados para estes serviços. Estes *FTRs* são definidos com o mesmo período de duração do serviços requeridos;
- c) Leilão de *FTRs*: *PJM* realiza um Leilão Anual com oferta de *FTRs* que cobrem a capacidade total do sistema e Leilões Mensais que ofertam a capacidade remanescente após alocação dos *FTRs* aos consumidores do Serviço de Transmissão de Integração do Sistema e do Serviço de Transmissão Ponto-a-Ponto Firme;
- d) Mercado Secundário: Sistema de comercialização bilateral que facilita a compra e venda de *FTRs* existentes.

O *PJM ISO* tem regras estabelecidas para habilitação em cada modalidade oferecida para alocação dos *FTRs*. Nas modalidades “a” e “b” somente participam agentes que utilizam os Serviços de Transmissão Firme do *PJM* e nas modalidades “c” e “d” devem ser membros do mercado *PJM* ou consumidores da transmissão.

Os Leilões Mensais permitem que detentores de *FTRs* ofereçam seus direitos à venda, possibilitando reconfigurar o portfólio de *FTRs* para ajustar suas necessidades de proteção, ao mesmo tempo em que cria maior liquidez para o mercado.

#### 2.4.2 Califórnia

Na Califórnia, os direitos de transmissão financeiros são conhecido por *Firm Transmission Rights (FTRs)* e tiveram alocação inicial em novembro de 1999.

---

<sup>8</sup> *Point-to-Point Service* é um serviço usado para reserva de caminho (*path*) específico na rede de transmissão e está disponível para agentes habilitados que pagam a tarifa de uso da Transmissão. São dois tipos: Firme e Não-Firme, diferenciados pelo grau de prioridade e conseqüentemente pelo custo da tarifa.

A alocação inicial, conduzida pelo ISO Califórnia, previu *FTRs* com validade pelo período de 14 meses, de fevereiro de 2000 até março de 2001.

No mercado secundário os proprietários de *FTRs* podem vender seus direitos com ofertas de preços baseadas no Mercado Dia-a-Frente (*Day-Ahead Market*)<sup>9</sup> e há possibilidade da participação de qualquer agente, inclusive agentes que não são membros deste Mercado.

### 2.4.3 New York

Em *New York*, os direitos financeiros de transmissão são tratados como *Transmission Congestion Contracts (TCCs)* e foram introduzidos em setembro de 1999.

Antes da formação e operação de *TCCs* pelo *New York ISO* a prioridade foi definir uma alocação inicial de direitos e os consumidores com contratos de transmissão existentes tiveram a opção de converter os direitos adquiridos destes contratos em *TCCs*.

Os *TCCs* de longo prazo começaram a ser ofertados a partir de março de 2000 em um leilão que teve alocação de direitos com prazo de dois anos.

Para participar das ofertas de compra e venda de *TCCs* é preciso ser membro do Mercado de *New York*.

### 2.4.4 Nord Pool

A Noruega iniciou o processo de reestruturação do setor elétrico em 1991 e em 1996 a Suécia realizou um processo semelhante. Por ocasião das reformas ambos países eliminaram as taxas sobre a transferência de energia de um país para o outro, formando um mercado integrado, chamado *Nord Pool*. Atualmente, além de Noruega e Suécia, Finlândia e Dinamarca também fazem parte deste mercado integrado.

A comercialização de energia funciona por meio de contratos bilaterais assinados pelo *Nord Pool* com cada um dos agentes participantes do mercado, ou seja, vende-se

---

<sup>9</sup> Detalhes conceituais do mercado do dia-a-frente (*Day-Ahead Market*) ver literatura: (STOFT, 2002).

energia para o *Nord Pool* e compra-se energia do *Nord Pool*. Todos os participantes do mercado são obrigados a ter um acordo de balanceamento de contratos.

O *Nord Pool* avalia e faz coordenação do fluxo esperado entre os interconectores entre cada país. Ao verificar a previsão de congestionamento no sistema de transmissão, o operador realiza uma divisão no mercado de acordo com as restrições e o preço do sistema é estabelecido supondo que não há restrições na transmissão, mas de qualquer forma é gerado um preço para cada área, sendo que a Noruega pode ficar dividida em várias áreas.

Os custos de transmissão são diferentes para cada área e as tarifas de uso devem refletir o custo marginal da energia injetada em cada ponto do sistema de transmissão.

Na Noruega o problema é que o consumidor não sabe exatamente quanto vai custar a energia no momento da compra, pois os custos de transmissão só são computados após a operação do *Nord Pool*. Na Suécia isso não é problema, pois o congestionamento da transmissão é balanceado pelo operador que compra energia elétrica onde ocorre o excesso de geração e vende essa energia nas regiões em que há déficit. O resultado é um único preço para todo o mercado, mas também significa que em algumas regiões do país o preço não reflete o custo marginal de operação.

Atualmente o potencial hidrelétrico já foi praticamente todo explorado e por questões ambientais há restrições para a construção de novas hidrelétricas e também pressões globais para evitar a construção de usinas com fontes poluidoras, por isso é possível prever a alta do preços e um crescimento da demanda por capacidade no sistema de transmissão.

Os agentes do *Nord Pool* têm consciência das limitações atuais do mercado e alguns estudos indicam que existe potencial para o uso mais eficiente das redes existentes na Noruega e na Suécia (HANDELALND et al. 2003, AMUNDSEN et al, 2005), mas é difícil mensurar se esses ganhos de eficiência serão capazes de compensar o aumento nos preços e evitar que aumente a intensidade de congestionamentos do sistema de transmissão.

### 2.4.5 Nova Zelândia

A Transpower Co, empresa estatal que é responsável pela operação da rede de transmissão na Nova Zelândia, apresentou ao Ministério do Desenvolvimento Econômico daquela país um projeto para implementação de direitos de transmissão financeiros<sup>10</sup>, no mês de maio de 2001 com o planejamento de lançar os *FTRs* ao mercado no mês de maio de 2002.

A proposta da Transpower é muito semelhante ao projeto implementado no Mercado PJM, diferenciando pelo aspecto que na Nova Zelândia os *FTRs* são impactados pelas perdas na transmissão. A proposta inicial assegura leilões mensais para cobertura de um mês a frente e a medida que os participantes do mercado ficarem familiarizados, os *FTRs* podem ser ofertados para alguns meses futuros e longas durações.

Este projeto foi amplamente discutido pelos diversos agentes envolvidos no Mercado de Energia da Nova Zelândia (*New Zealand Energy Market - NZEM*) e a proposta está completa, inclusive com o desenvolvimento do software responsável pelo processo operacional e estrutura de contratação já testados e comissionados, no entanto, devido a uma atual revisão empreendida pelo Ministério de Energia, a Transpower está impossibilitada de confirmar a data de implementação.

## 2.5 Conclusão

O gerenciamento do congestionamento do sistema de transmissão é um problema contextualizado ao ambiente competitivo, resultado das reformas estruturais que alguns mercados de energia realizaram e que ainda estão sendo realizados em diversos países.

Os exemplos apresentados neste capítulo ilustram o problema de congestionamento da transmissão, idênticas as dificuldades inerentes à comercialização de energia e

---

<sup>10</sup> Detalhes do projeto da Transpower Co, intitulado *Financial Transmission Rights and Allocation of Loss and Constraint Rentals*, podem ser acessados no sites [www.ftr.co.nz](http://www.ftr.co.nz) ou [www.med.govt.nz](http://www.med.govt.nz).

permitem direcionar o foco para fomentar o desenvolvimento de uma proposta para administração deste problema.

A revisão bibliográfica associada à verificação de algumas experiências de mercados, que já possuem regras para tratar o gerenciamento do congestionamento da transmissão, indica uma tendência à aplicação de instrumentos financeiros relacionados aos Direitos de Transmissão.

Os Direitos de Transmissão Financeiros promovem a possibilidade dos agentes de mercado obter um instrumento de proteção para a comercialização de energia. Isto representa a disponibilidade de uma ferramenta de fundamental importância para incentivar a competição com preços que garantem a viabilidade econômica e financeira do mercado.

Ao estabelecer um procedimento competitivo para obtenção dos direitos de transmissão financeiros, e conseqüentemente realizar a distribuição do Excedente Financeiro, é possível estruturar todo o mecanismo com base nos princípios de mercado.

Os direitos de transmissão são instrumentos financeiros que não estão diretamente associados ao serviço de transmissão, mas conseguem vincular a capacidade de utilização do sistema de transmissão com os recursos do Excedente Financeiro e por isso são atrativos para aplicação no gerenciamento do congestionamento da transmissão.

A partir da identificação da essência e fundamentos dos direitos de transmissão, com objetivo de reduzir os impactos financeiros decorrentes do problema de comercialização associado ao congestionamento da transmissão, o Capítulo 4 traz a apresentação de uma proposta com adaptações para aplicação em sistema hidrotérmicos com predominância de geração hidrelétrica.



**CAPÍTULO**  
**3**

**MERCADO DE ENERGIA**  
**NO BRASIL**

***E**ste capítulo apresenta o modelo institucional do Sistema Elétrico Brasileiro quanto à sua estrutura de contabilização dividida em quatro submercados e a regulamentação dos ambientes de comercialização de energia: Ambiente de Contratação Regulada e Ambiente de Contratação Livre. Ainda faz parte deste capítulo a apresentação das características de funcionamento do MRE e uma análise crítica deste mecanismo, enquanto metodologia adotada para compartilhamento do risco de comercialização no longo prazo, com dois exemplos numéricos.*

### 3.1 Modelo Institucional do Setor Elétrico Brasileiro

O atual modelo do Setor Elétrico Brasileiro (SEB) teve seu marco regulatório estabelecido a partir do processo de reforma iniciado no ano de 2003 e tem como objetivos principais promover a modicidade tarifária, garantir a segurança do suprimento de energia elétrica, assegurar a estabilidade do marco regulatório e promover a inserção social por meio do setor elétrico.

Este modelo considera a geração como uma atividade competitiva, enquanto as atividades de transmissão e distribuição são consideradas como serviços públicos regulados.

#### 3.1.1 Agentes do Setor Elétrico Brasileiro

Os agentes que compõem a estrutura funcional do SEB são os seguintes:

- a) Ministério de Minas e Energia (MME);
- b) Conselho Nacional de Política Energética (CNPE);
- c) Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL);
- d) Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS);
- e) Empresa de Pesquisa Energética (EPE)<sup>11</sup>;
- f) Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)<sup>11</sup>;
- g) Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE)<sup>11</sup>;

#### 3.1.2 Operação do Sistema

A geração de energia hidrelétrica e termelétrica é definida por meio de um despacho centralizado, sob responsabilidade do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), que considera as disponibilidades das usinas que estão em condições para gerar.

---

<sup>11</sup> Novos Agentes criados a partir da implementação do atual modelo institucional do SEB.

A meta do despacho centralizado é atender a demanda com o mínimo custo de operação e o menor custo marginal, verificando para isso as afluências hidrológicas, o nível de armazenamento de água nos reservatórios, os preços ofertados pelas usinas termelétricas e as restrições do sistema de transmissão.

A tarefa do ONS requer a utilização de alguns modelos computacionais de otimização (ONS, 2002), relacionadas ao planejamento da operação energética, os quais são:

- a) NEWAVE – Modelo Estratégico de Geração Hidrotérmica a Subsistemas Interligados para o planejamento de Médio Prazo (até 5 anos), com discretização mensal, representação agregada do parque hidrelétrico e cálculo da política de operação baseado na Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE). Objetiva determinar a estratégia de geração das hidrelétricas e termelétricas em cada estágio, que minimiza o valor esperado do custo de operação para todo o período de planejamento. Os principais resultados são as funções de custo futuro que traduzem para os modelos de curto prazo o impacto da utilização da água armazenada nos reservatórios. A representação da carga é feita em patamares e há consideração dos limites de interligação entre os subsistemas;
  
- b) DECOMP – Modelo de Determinação da Coordenação da Operação a Curto Prazo (até 12 meses) com recursos para representar o primeiro mês em estágios semanais. Objetiva determinar o despacho de geração das usinas hidrelétricas e termelétricas que minimiza o valor esperado do custo de operação para o período planejado, considerando ainda a necessidade dos intercâmbios entre os submercados e os contratos de importação e exportação. Este modelo está integrado na cadeia de procedimentos do planejamento da operação e possui interface com o modelo NEWAVE.

### 3.1.3 Características Gerais

O modelo busca a modicidade tarifária por meio da criação de um *pool*, com o objetivo de obter economia de escala na contratação da energia elétrica, equalizar tarifas de suprimento, repartir os riscos e benefícios dos contratos.

Em relação à segurança do suprimento, o novo modelo institucional do setor elétrico brasileiro estabelece que os agentes de distribuição e os consumidores livres devem contratar 100% da demanda para atender mercado de energia e potência.

Para fins de contabilização no mercado de curto prazo o SEB é dividido em quatro zonas, cujas fronteiras são definidas por restrições de transmissão de caráter estrutural. Essas quatro diferentes zonas são designadas submercados, os quais são: Nordeste (NE), Norte (N), Sudeste/Centro-Oeste (SE-CO) e Sul (S).

Neste trabalho, o submercado Sudeste/Centro-Oeste será apenas designado Sudeste (SE).

## 3.2 Ambientes de Comercialização

As regras no atual modelo do SEB têm regulamentação própria (BRASIL, 2004) com definição que a comercialização de energia dar-se-á no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e no Ambiente de Contratação Livre (ACL).

### 3.2.1 Ambiente de Contratação Regulada (ACR)

O ACR é o segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica entre agentes vendedores e agentes de distribuição. Esse processo de comercialização é precedido de licitação (leilões), ressalvados os casos previstos em lei.

A contratação no ACR pode ser de três tipos: geração de usinas a construir, geração de usinas existentes e ajustes de oferta e demanda.

A energia proveniente de geração nova é contratada por meio de leilões, na modalidade de menor preço, com cinco e três anos de antecedência ao ano de início da realização do mercado. A contratação é formalizada com contratos que tem prazos de duração entre 15 e 35 anos, denominados Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado - CCEAR, assinados entre cada agente vendedor e todos os agentes compradores. Em termos comerciais, o ACR pode ser considerado como um consórcio que agrega a demanda dos distribuidores.

A energia proveniente da geração existente visa atender à carga existente dos agentes de distribuição, com suprimento que se inicia em janeiro do ano seguinte a realização do leilão. São assinados contratos de quantidade de energia com no mínimo 3 e no máximo 15 anos de duração.

As contratações de ajuste são específicas de cada distribuidora e realizam-se por meio de leilão público, autorizado pela ANEEL, com antecedência e vigência máximas de 2 anos.

### 3.2.2 Ambiente de Contratação Livre (ACL)

O ACL é o segmento do mercado em que geradores, comercializadores e consumidores livres negociam a compra e venda de energia elétrica por meio de contratos bilaterais. Esses contratos bilaterais são livremente negociados, definindo preços, volumes, prazos e cláusulas de proteção (*hedge*), sem qualquer interferência da CCEE, conforme legislação e regras vigentes.

O agente vendedor deve declarar à CCEE os montantes de energia, para registro dos intervalos temporais determinados, conforme Convenção de Comercialização de Energia Elétrica<sup>12</sup>, que são validados pelo agente comprador.

---

<sup>12</sup> A Convenção de Comercialização de Energia Elétrica foi instituída pela Resolução Normativa ANEEL Nº 109, de 26 de outubro de 2004, para estabelecer as condições de comercialização energia elétrica e as bases de funcionamento da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE.

### 3.3 Mecanismo de Realocação de Energia

O Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) é um procedimento financeiro do mercado brasileiro para compartilhar o risco hidrológico, associado à otimização do sistema hidrotérmico, das usinas sujeitas ao despacho centralizado realizado pelo ONS.

A concepção do MRE tem como objetivo assegurar que todas as usinas participantes recebam seus níveis de Energia Assegurada<sup>13</sup> independentemente de seus níveis reais de produção de energia, desde que a geração total do MRE não esteja abaixo do total da Energia Assegurada do Sistema.

O MRE realoca energia no sistema, transferindo o excedente daqueles que geraram além de suas energias asseguradas para aqueles que geraram abaixo. Como a água é compartilhada por todos os geradores hidrelétricos e o seu uso não pode ser decidido pelos proprietários das usinas hidrelétricas, o MRE minimiza e compartilha entre os geradores o risco de comercialização de energia no longo prazo.

Se o total de energia elétrica produzida pelas usinas participantes do MRE for maior ou igual à energia assegurada do sistema, cada usina terá alocação igual à sua energia assegurada, mais uma parte do excedente, chamada de Energia Secundária<sup>14</sup>.

#### 3.3.1 Exposição Financeira

A alocação de energia assegurada proveniente de outros submercados pode acarretar exposição financeira aos participantes do MRE e isso ocorre devido à diferença de preços entre os submercados. A exposição é negativa quando o preço da energia no submercado exportador de créditos do MRE é menor que o preço no submercado importador desses créditos e a exposição é positiva quando o preço da energia no

---

<sup>13</sup> Energia Assegurada é uma extensão do conceito de energia firme ou garantida e corresponde à máxima carga que pode ser suprida a um risco pré-fixado de déficit (5%) e a Energia Assegurada de uma usina corresponde à fração alocada a usina da Energia Assegurada do sistema. Esse valor independe de sua geração real e está associada às condições de operação no longo prazo.

<sup>14</sup> Diferença positiva entre a energia total gerada e a geração assegurada total do sistema.

submercado exportador de créditos do MRE é maior que o preço no submercado importador desses créditos.

O MRE se utiliza dos recursos arrecadados pelo excedente financeiro da transmissão para compensar as exposições financeiras negativas dos geradores, referentes às alocações de energia assegurada, resultantes do procedimento normal de contabilização do MRE e também de alguns contratos tratados de forma especial<sup>15</sup> (CCEE, 2004).

Esses recursos utilizados para alívio de exposições negativas buscam mitigar os riscos não controláveis dos agentes afetados pela diferença de preços, ou seja, minimizar riscos adicionais dos agentes com contratos pré-existentes devido à criação de submercados, com o advento da CCEE.

Aqueles agentes de geração que porventura obtiverem benefícios com a diferença de preços entre os submercados (exposição financeira positiva), devem obrigatoriamente devolvê-los, de forma que estes recursos financeiros são somados ao fundo de arrecadação do Excedente Financeiro.

### **3.4 Exemplos Numéricos de Análise do MRE**

Para melhor compreensão e análise do procedimento de Alocação de Energia no MRE são apresentados dois exemplos ilustrativos.

Em ambos os exemplos, cada submercado é composto por apenas um agente equivalente à soma de todos os agentes que integram o MRE em cada submercado.

Os dados que definem o cenário de planejamento aplicados em cada exemplo de análise do MRE são apresentados no Apêndice B.

---

<sup>15</sup> Contratos de Itaipu de quotistas no Submercado Sul, Contratos de Autoprodução, Contratos do PROINFA e Direitos Especiais (concedido às usinas específicas, definidas pela ANEEL)

A Figura 3.1 apresenta o esquema ilustrativo utilizado para representação do SEB:

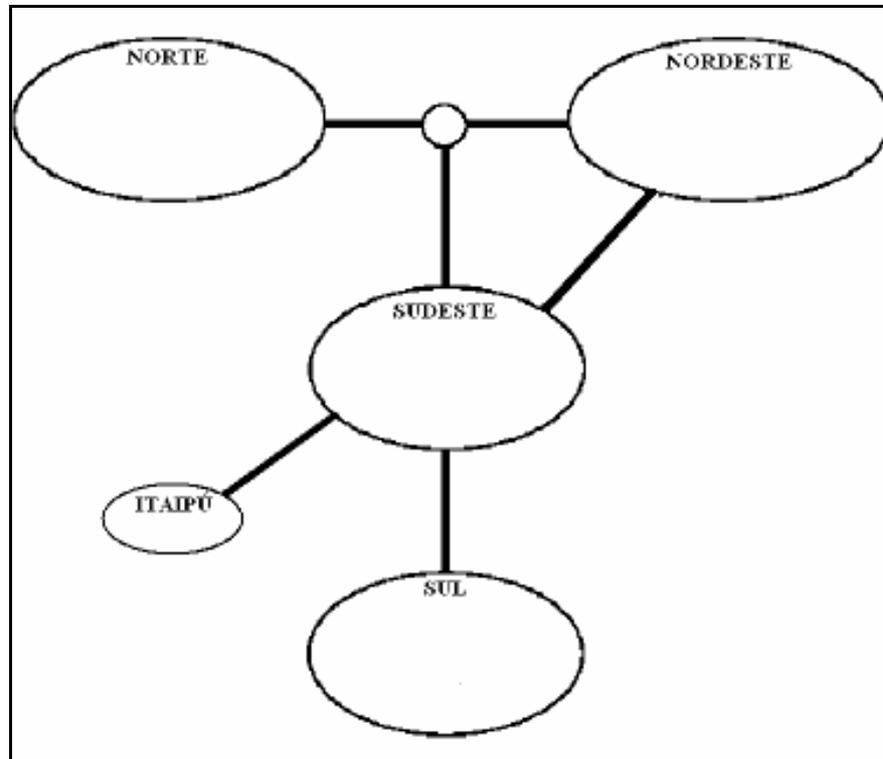


Figura 3.1 – Esquema de Representação do SEB

#### 3.4.1 Exemplo 1 – Preços Junho/2007

- **Semana 1:** Período de Comercialização com início no dia 01/06 e fim no dia 01/06.

A Figura 3.2 apresenta os fluxos resultantes nos intercâmbios de energia entre os submercados do SEB, conforme operação do sistema programada a partir da simulação computacional do DECOMP para a Semana 1 – Junho/2007.

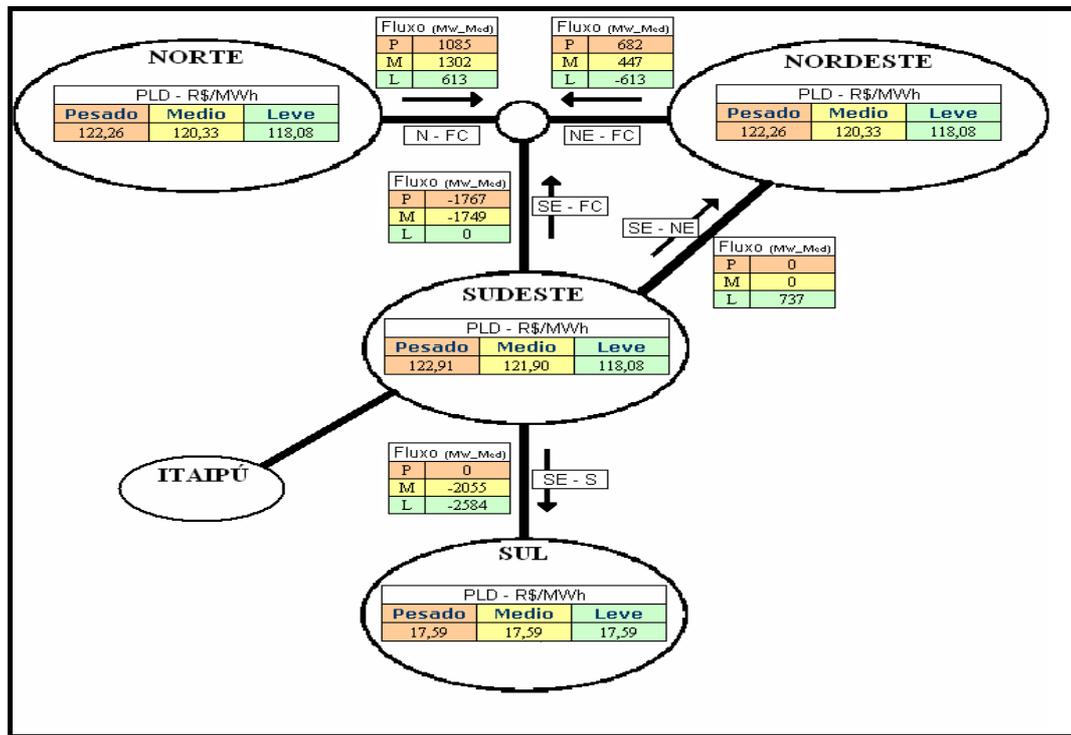


Figura 3.2 – Intercâmbios de Energia entre os Submercados – Semana 1 – Junho2007

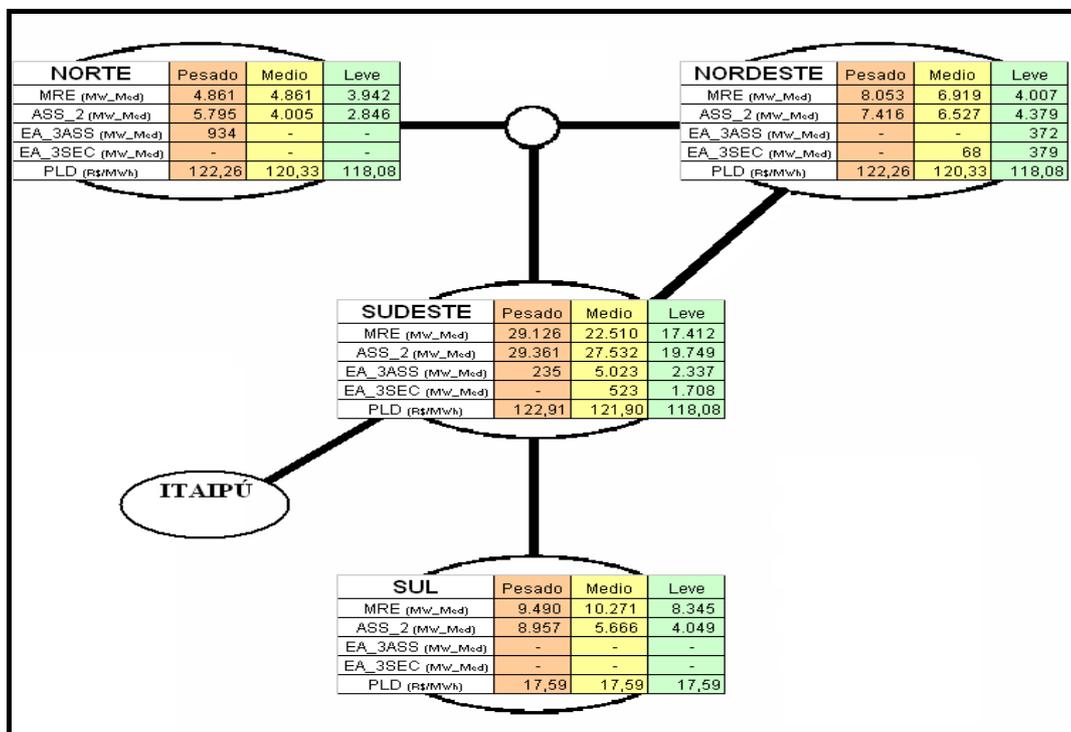


Figura 3.3 – Alocação de Energia pelo MRE – Semana 1 – Junho/2007

A Figura 3.3 apresenta os resultados apurados pela transferência de energia do MRE, após ajustes dos estágios de alocação de energia, válidos para a Semana 1 – Junho/2007, conforme planejamento da operação.

**Tabela 3.1 – Resultados Financeiros da Operação – Semana 1 – Junho/2007**

<b>RESULTADOS FINANCEIROS – SEMANA 1 – JUNHO/2007</b>			
<b>Patamar de Carga</b>	<b>Excedente Financeiro</b>	<b>Transferência de Energia Assegurada (Exposição Financeira)</b>	<b>Transferência de Energia Secundaria</b>
<b>Pesado</b>	R\$ 3.445,65	- R\$ 167.720,95	R\$ 0,00
<b>Médio</b>	R\$ 3.039.354,10	-R\$ 5.794.801,79	-R\$ 796.071,70
<b>Leve</b>	R\$ 1.817.853,05	- R\$ 1.518.082,65	-R\$ 1.257.339,76
<b>Total</b>	<b>R\$ 4.860.652,80</b>	<b>-R\$ 7.480.605,39</b>	<b>-R\$ 2.053.411,46</b>

A Tabela 3.1 apresenta os valores do Excedente Financeiro da Transmissão, as Exposições Financeiras Negativas resultantes da transferência de energias asseguradas pelo MRE e ainda os valores equivalentes da transferência de energias secundarias pelo MRE. Todos estes resultados financeiros são gerados pela diferença de preços entre os submercados, conforme planejamento da operação para a Semana 1 – Junho/2007.

➤ **Semana 2:** Período de Comercialização com início no dia 02/06 e fim no dia 08/06.

A Figura 3.4 apresenta os fluxos resultantes nos intercâmbios de energia entre os submercados do SEB, conforme operação do sistema programada a partir da simulação computacional do DECOMP para a Semana 2 – Junho/2007.

A Figura 3.5 apresenta os resultados apurados pela transferência de energia do MRE, após ajustes dos estágios de alocação de energia, válidos para a Semana 2 – Junho/2007, conforme planejamento da operação.

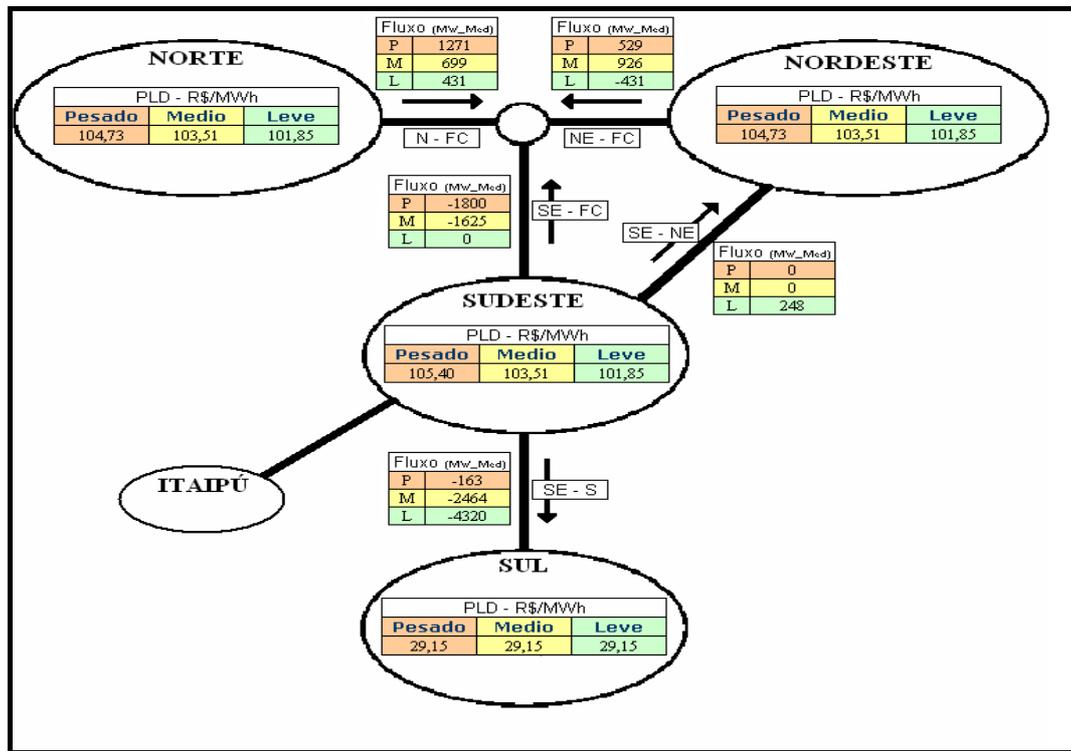


Figura 3.4 – Intercâmbios de Energia entre os Submercados – Semana 2 – Junho2007

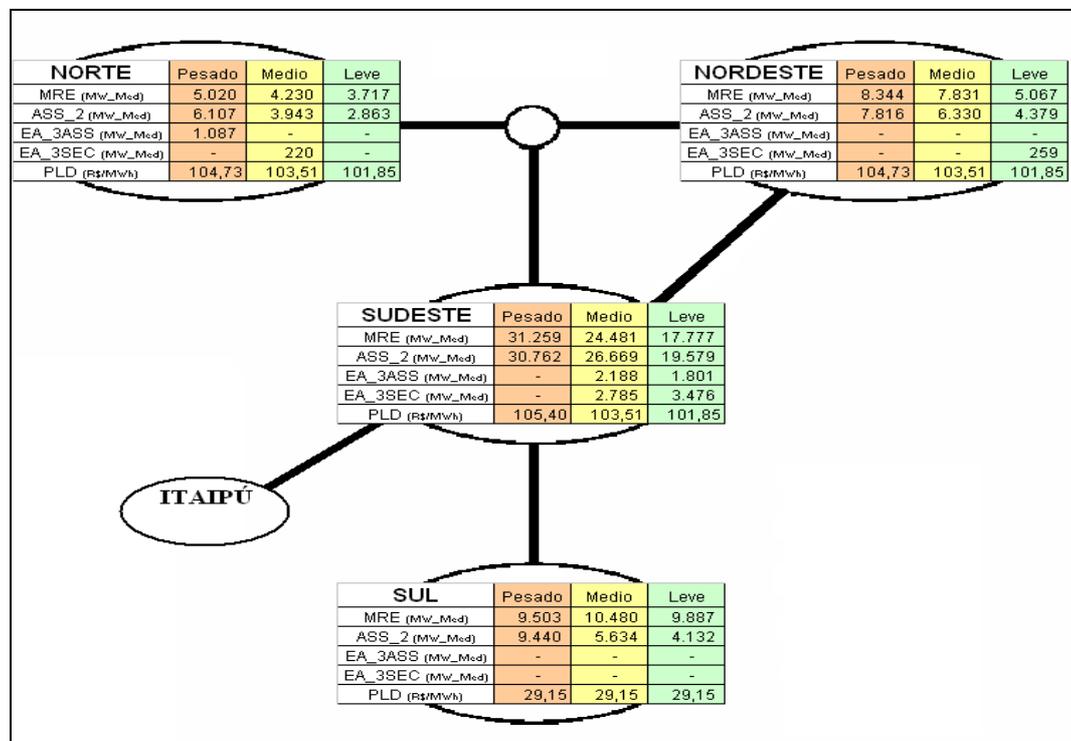


Figura 3.5 – Alocação de Energia pelo MRE – Semana 2 – Junho/2007

Tabela 3.2 – Resultados Financeiros da Operação – Semana 2 – Junho/2007

<b>RESULTADOS FINANCEIROS – SEMANA 2 – JUNHO/2007</b>			
<b>Patamar de Carga</b>	<b>Excedente Financeiro</b>	<b>Transferência de Energia Assegurada (Exposição Financeira)</b>	<b>Transferência de Energia Secundária</b>
<b>Pesado</b>	R\$ 204.315,38	-R\$ 66.559,53	R\$ 0,00
<b>Médio</b>	R\$ 14.656.712,93	-R\$ 9.509.157,12	-R\$ 15.822.659,78
<b>Leve</b>	R\$ 22.926.672,00	-R\$ 7.539.476,50	-R\$ 19.107.625,31
<b>Total</b>	<b>R\$ 37.787.700,31</b>	<b>-R\$ 17.115.193,15</b>	<b>-R\$ 34.930.285,09</b>

A Tabela 3.2 apresenta os valores do Excedente Financeiro da Transmissão, as Exposições Financeiras Negativas resultantes da transferência de energias asseguradas pelo MRE e ainda os valores equivalentes da transferência de energias secundárias pelo MRE. Todos estes resultados financeiros são gerados pela diferença de preços entre os submercados, conforme planejamento da operação para a Semana 2 – Junho/2007.

➤ **Semana 3:** Período de Comercialização com início no dia 09/06 e fim no dia 15/06.

A Figura 3.6 apresenta os fluxos resultantes nos intercâmbios de energia entre os submercados do SEB, conforme operação do sistema programada a partir da simulação computacional do DECOMP para a Semana 3 – Junho/2007.

A Figura 3.7 apresenta os resultados apurados pela transferência de energia do MRE, após ajustes dos estágios de alocação de energia, válidos para a Semana 3 – Junho/2007, conforme planejamento da operação.

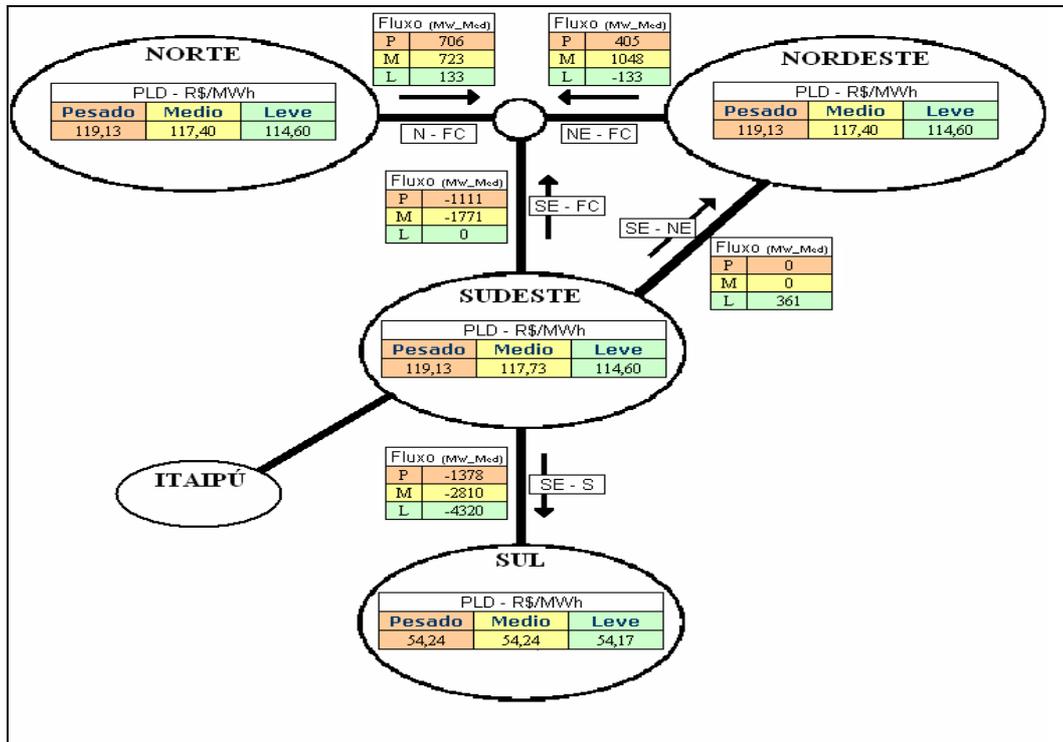


Figura 3.6 – Intercâmbios de Energia entre os Submercados – Semana 3 – Junho2007

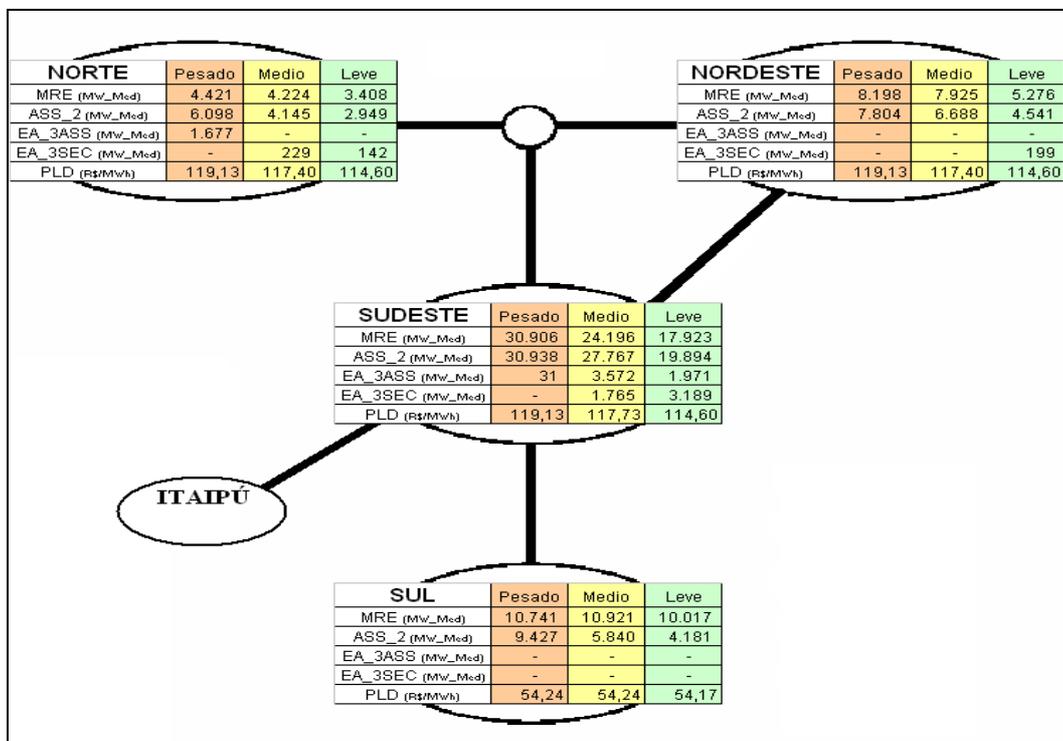


Figura 3.7 – Alocação de Energia pelo MRE – Semana 3 – Junho/2007

Tabela 3.3 – Resultados Financeiros da Operação – Semana 3 – Junho/2007

<b>RESULTADOS FINANCEIROS – SEMANA 3 – JUNHO/2007</b>			
<b>Patamar de Carga</b>	Excedente Financeiro	Transferência de Energia Assegurada (Exposição Financeira)	Transferência de Energia Secundaria
<b>Pesado</b>	R\$ 1.609.613,32	-R\$ 1.535.347,27	R\$ 0,00
<b>Médio</b>	R\$ 15.927.459,57	-R\$ 16.051.740,91	-R\$ 10.577.571,57
<b>Leve</b>	R\$ 15.924.513,60	-R\$ 6.031.152,57	-R\$ 13.012.676,41
<b>Total</b>	<b>R\$ 33.461.586,49</b>	<b>-R\$ 23.618.240,75</b>	<b>-R\$ 23.590.247,98</b>

A Tabela 3.3 apresenta os valores do Excedente Financeiro da Transmissão, as Exposições Financeiras Negativas resultantes da transferência de energias asseguradas pelo MRE e ainda os valores equivalentes da transferência de energias secundarias pelo MRE. Todos estes resultados financeiros são gerados pela diferença de preços entre os submercados, conforme planejamento da operação para a Semana 3 – Junho/2007.

➤ **Semana 4:** Período de Comercialização com início no dia 16/06 e fim no dia 22/06.

A Figura 3.8 apresenta os fluxos resultantes nos intercâmbios de energia entre os submercados do SEB, conforme operação do sistema programada a partir da simulação computacional do DECOMP para a Semana 4 – Junho/2007.

A Figura 3.9 apresenta os resultados apurados pela transferência de energia do MRE, após ajustes dos estágios de alocação de energia, válidos para a Semana 4 – Junho/2007, conforme planejamento da operação.

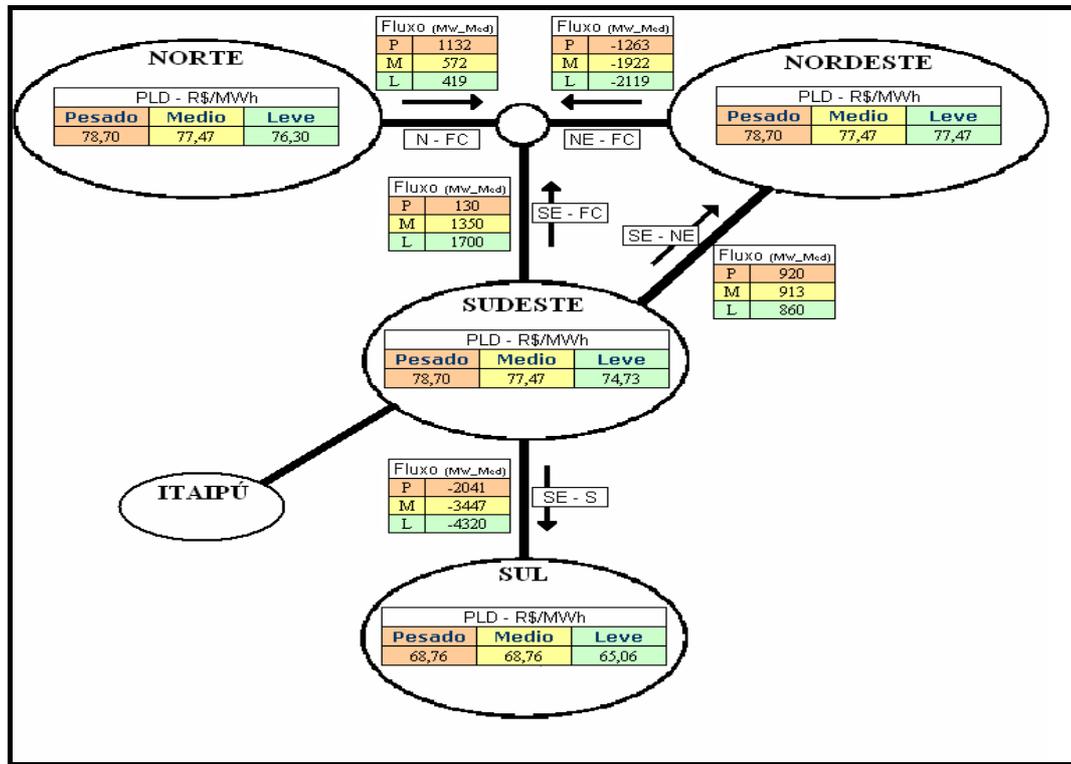


Figura 3.8 – Intercâmbios de Energia entre os Submercados – Semana 4 – Junho2007

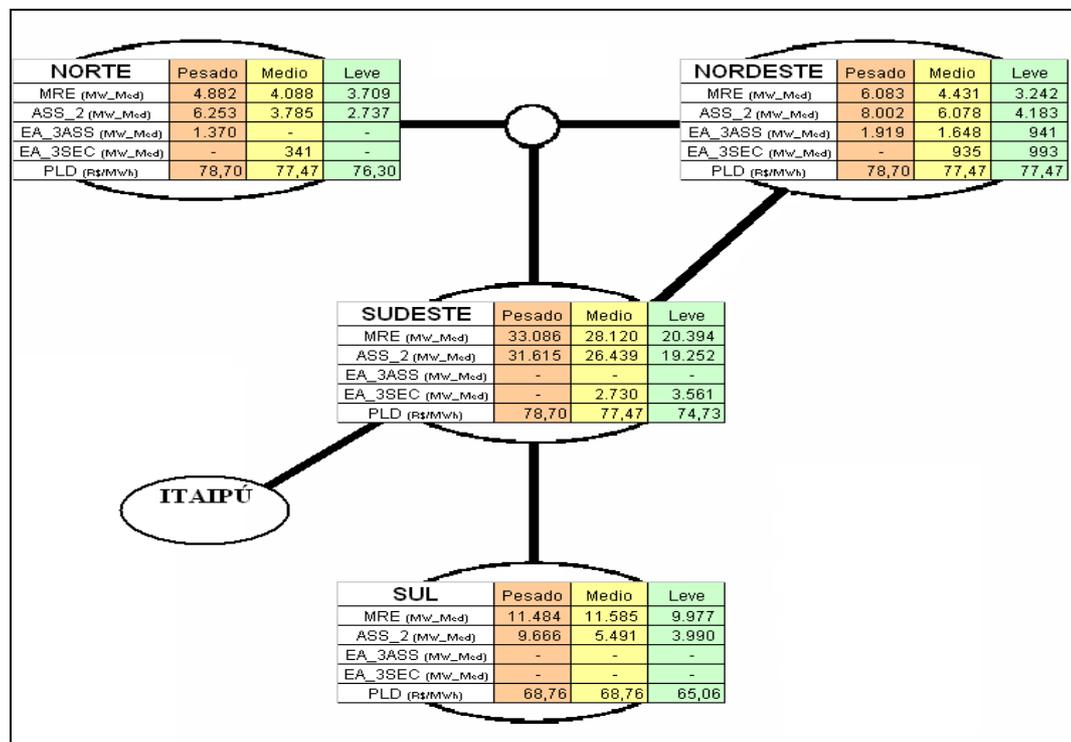


Figura 3.9 – Alocação de Energia pelo MRE – Semana 4 – Junho/2007

Tabela 3.4 – Resultados Financeiros da Operação – Semana 4 – Junho/2007

<b>RESULTADOS FINANCEIROS – SEMANA 4 – JUNHO/2007</b>			
<b>Patamar de Carga</b>	Excedente Financeiro	Transferência de Energia Assegurada (Exposição Financeira)	Transferência de Energia Secundaria
<b>Pesado</b>	R\$ 365.148,88	-R\$ 325.228,91	R\$ 0,00
<b>Médio</b>	R\$ 2.671.963,65	-R\$ 963.597,54	-R\$ 3.105.821,85
<b>Leve</b>	R\$ 3.006.020,83	-R\$ 556.716,53	-R\$ 2.708.176,02
<b>Total</b>	<b>R\$ 6.043.133,36</b>	<b>-R\$ 1.845.542,98</b>	<b>-R\$ 5.813.997,87</b>

A Tabela 3.4 apresenta os valores do Excedente Financeiro da Transmissão, as Exposições Financeiras Negativas resultantes da transferência de energias asseguradas pelo MRE e ainda os valores equivalentes da transferência de energias secundarias pelo MRE. Todos estes resultados financeiros são gerados pela diferença de preços entre os submercados, conforme planejamento da operação para a Semana 4 – Junho/2007.

➤ **Semana 5:** Período de Comercialização com início no dia 23/06 e fim no dia 29/06.

A Figura 3.10 apresenta os fluxos resultantes nos intercâmbios de energia entre os submercados do SEB, conforme operação do sistema programada a partir da simulação computacional do DECOMP para a Semana 5 – Junho/2007.

A Figura 3.11 apresenta os resultados apurados pela transferência de energia do MRE, após ajustes dos estágios de alocação de energia, válidos para a Semana 5 – Junho/2007, conforme planejamento da operação.

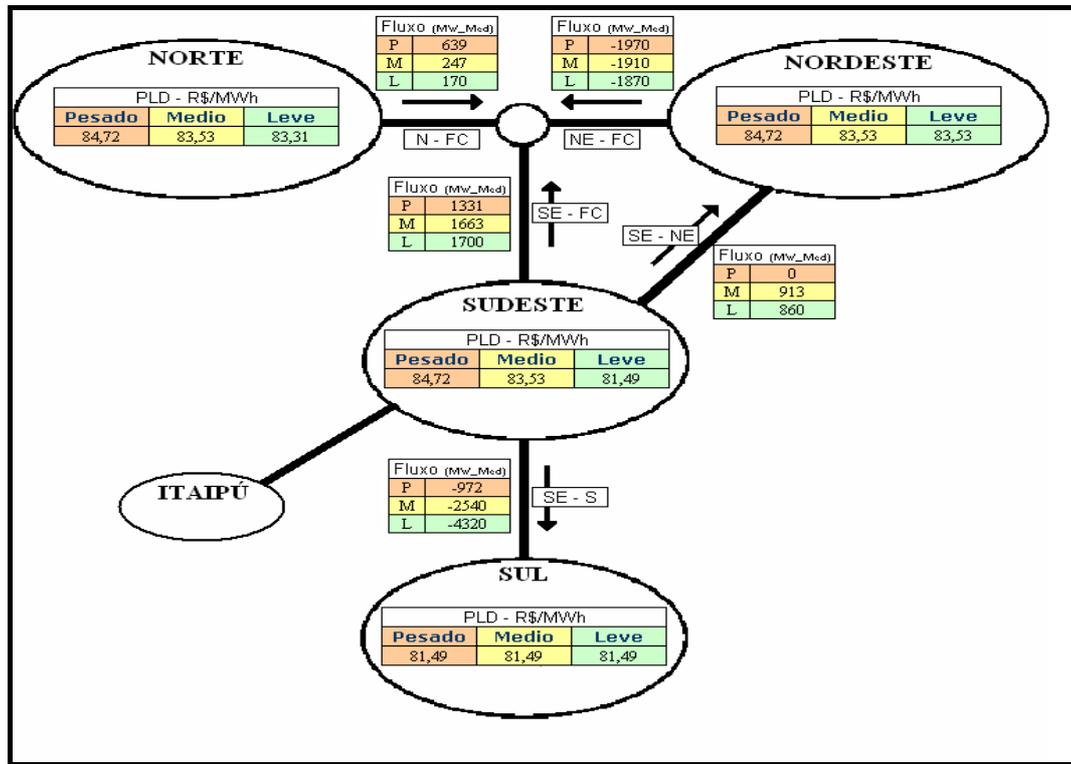


Figura 3.10 – Intercâmbios de Energia entre os Submercados – Semana 5 – Junho 2007

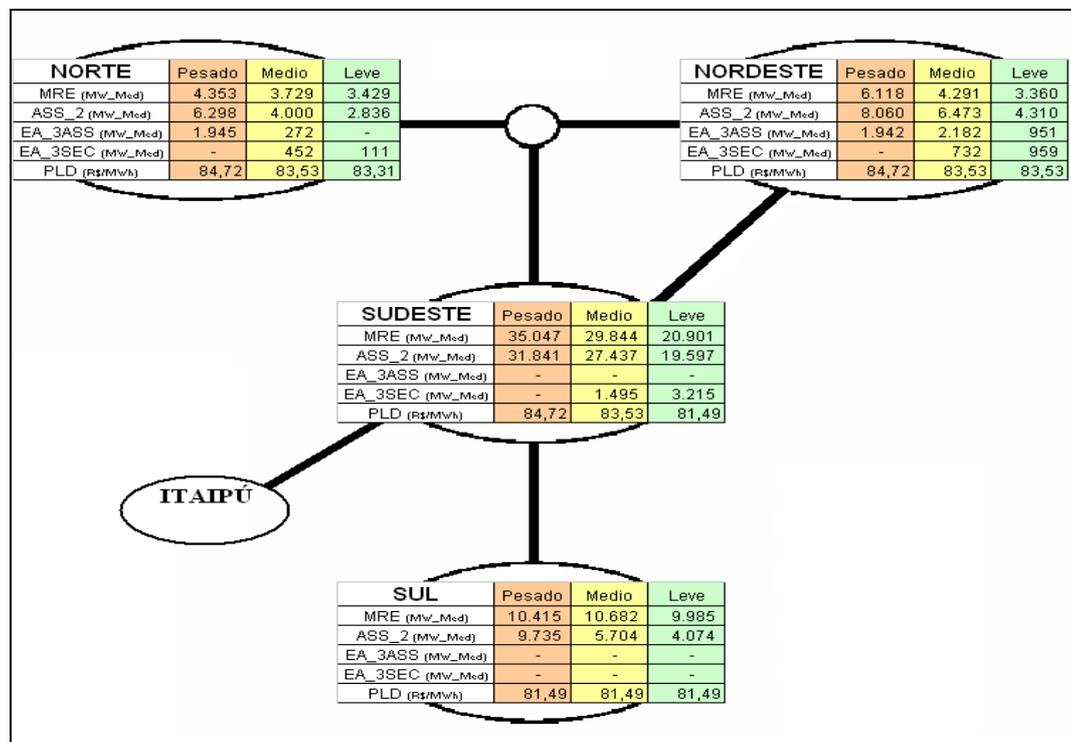


Figura 3.11 – Alocação de Energia pelo MRE – Semana 5 – Junho/2007

Tabela 3.5 – Resultados Financeiros da Operação – Semana 5 – Junho/2007

<b>RESULTADOS FINANCEIROS – SEMANA 5 – JUNHO/2007</b>			
<b>Patamar de Carga</b>	Excedente Financeiro	Transferência de Energia Assegurada (Exposição Financeira)	Transferência de Energia Secundaria
<b>Pesado</b>	R\$ 56.536,50	-R\$ 39.552,95	R\$ 0,00
<b>Médio</b>	R\$ 461.245,92	-R\$ 300.297,28	-R\$ 486.355,23
<b>Leve</b>	R\$ 320.847,80	-R\$ 110.271,27	-R\$ 131.620,71
<b>Total</b>	<b>R\$ 838.630,22</b>	<b>-R\$ 450.121,50</b>	<b>-R\$ 617.975,94</b>

A Tabela 3.5 apresenta os valores do Excedente Financeiro da Transmissão, as Exposições Financeiras Negativas resultantes da transferência de energias asseguradas pelo MRE e ainda os valores equivalentes da transferência de energias secundarias pelo MRE. Todos estes resultados financeiros são gerados pela diferença de preços entre os submercados, conforme planejamento da operação para a Semana 5 – Junho/2007.

➤ **Semana 6:** Período de Comercialização com início no dia 30/06 e fim no dia 30/06.

A Figura 3.12 apresenta os fluxos resultantes nos intercâmbios de energia entre os submercados do SEB, conforme operação do sistema programada a partir da simulação computacional do DECOMP para a Semana 6 – Junho/2007.

A Figura 3.13 apresenta os resultados apurados pela transferência de energia do MRE, após ajustes dos estágios de alocação de energia, válidos para a Semana 6 – Junho/2007, conforme planejamento da operação.

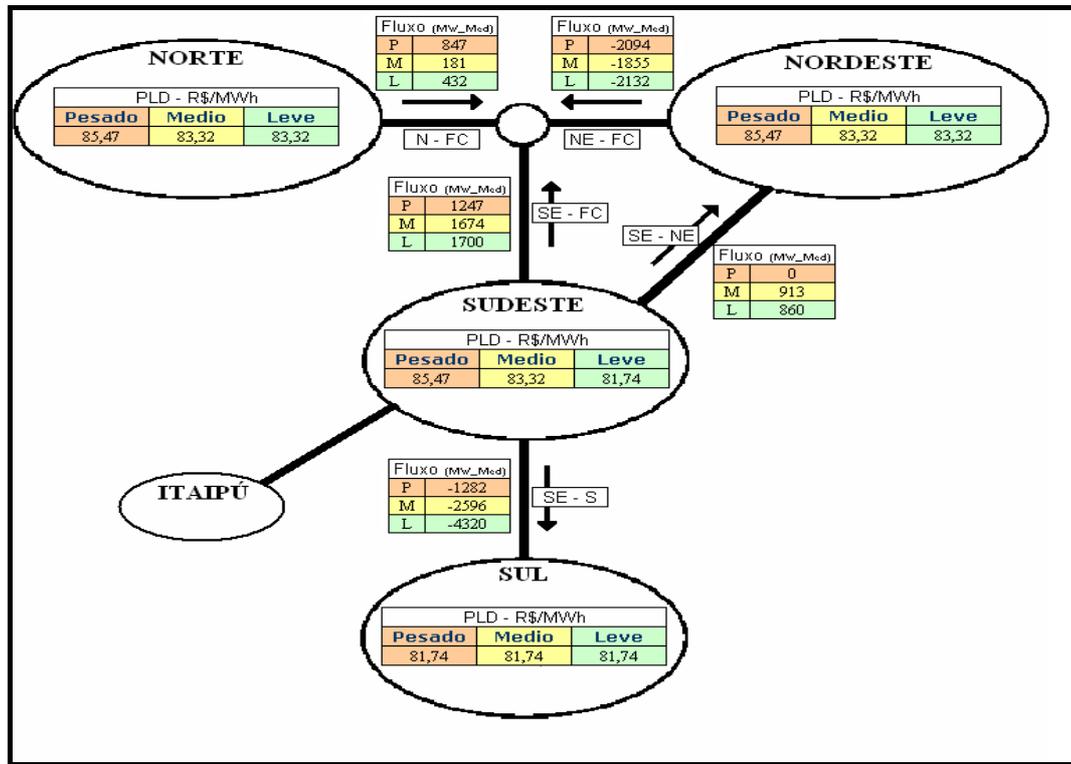


Figura 3.12 – Intercâmbios de Energia entre os Submercados – Semana 6 – Junho 2007

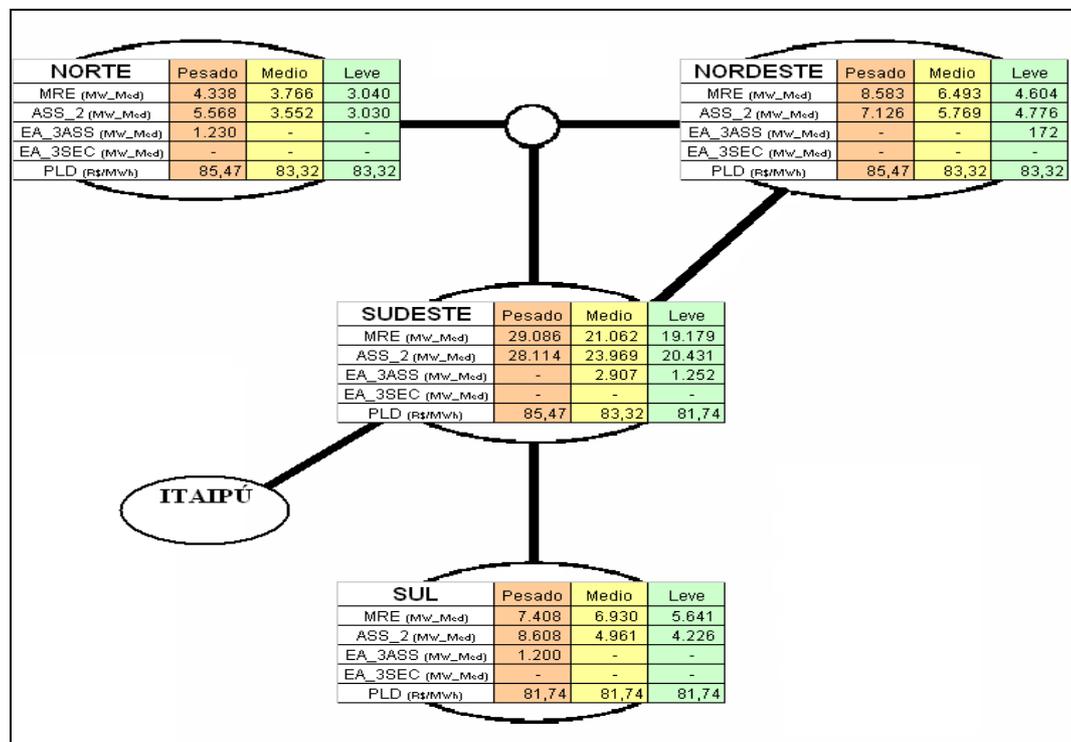


Figura 3.13 – Alocação de Energia pelo MRE – Semana 6 – Junho/2007

**Tabela 3.6 – Resultados Financeiros da Operação – Semana 6 – Junho/2007**

<b>RESULTADOS FINANCEIROS – SEMANA 6 – JUNHO/2007</b>			
<b>Patamar de Carga</b>	<b>Excedente Financeiro</b>	<b>Transferência de Energia Assegurada (Exposição Financeira)</b>	<b>Transferência de Energia Secundaria</b>
<b>Pesado</b>	R\$ 14.348,27	R\$ 13.426,94	R\$ 0,00
<b>Médio</b>	R\$ 57.420,20	-R\$ 43.545,79	R\$ 0,00
<b>Leve</b>	R\$ 28.313,60	-R\$ 1.803,57	R\$ 0,00
<b>Total</b>	<b>R\$ 100.082,07</b>	<b>-R\$ 31.922,42</b>	<b>R\$ 0,00</b>

A Tabela 3.6 apresenta os valores do Excedente Financeiro da Transmissão, as Exposições Financeiras Negativas resultantes da transferência de energias asseguradas pelo MRE e ainda os valores equivalentes da transferência de energias secundarias pelo MRE. Todos estes resultados financeiros são gerados pela diferença de preços entre os submercados, conforme planejamento da operação para a Semana 6 – Junho/2007.

➤ **Contabilização do Mês de Junho/2007**

Período de Comercialização com início no dia 01/06 e fim no dia 30/06, agregando os valores apurados a cada semana do mês.

**Tabela 3.7 – Resultados Financeiros da Operação – Mês Completo – Junho/2007**

<b>RESULTADOS FINANCEIROS – MÊS COMPLETO – JUNHO/2007</b>			
<b>Patamar de Carga</b>	<b>Excedente Financeiro</b>	<b>Diferença apurada pela Alocação de Energia Assegurada (Exposição Financeira)</b>	<b>Diferença apurada pela Alocação de Energia Secundaria</b>
<b>Pesado</b>	R\$ 2.253.408,00	- R\$ 2.120.982,67	R\$ 0,00
<b>Médio</b>	R\$ 36.814.156,37	- R\$ 32.663.140,43	-R\$ 30.788.480,13
<b>Leve</b>	R\$ 44.024.220,88	- R\$ 15.757.503,09	-R\$ 36.217.438,21
<b>Total</b>	<b>R\$ 83.091.785,25</b>	<b>- R\$ 50.541.626,19</b>	<b>-R\$ 67.005.918,34</b>

A Tabela 3.7 apresenta os valores do Excedente Financeiro da Transmissão, o somatório das Exposições Financeiras resultantes da transferência de energias asseguradas

pelo MRE e ainda os valores equivalentes da transferência de energias secundárias pelo MRE. Todos estes resultados financeiros são gerados pela diferença de preços entre os submercados, conforme planejamento da operação durante todo o mês de Junho/2007.

➤ **Comentários dos Resultados Obtidos – Exemplo 1**

O MRE transfere fluxo financeiro sem a correspondente energia física e desta forma sempre há diferenças entre o valor arrecadado pelo excedente financeiro da transmissão e o valor apurado pelas transferências financeiras de energia do MRE.

No período de contabilização considerado neste Exemplo 1, referente ao mês Junho/2007, o excedente financeiro arrecadado cobre todas as exposições financeiras negativas geradas pela transferência de energia no MRE.

A energia secundária não pode ser utilizada para lastrear contratos e a sua transferência no sistema não gera exposição financeira, pois esta energia é considerada como um excesso da geração total do sistema, cujo crédito financeiro resultante é dividido entre os próprios integrantes do MRE. Por isso, a alocação de energia secundária não tem direito de receber alívio de exposição; no entanto, os valores das diferenças existentes entre o crédito da energia equivalente nos submercados exportadores e o crédito da energia equivalente nos submercados importadores são verificados para confirmar a análise que há um fluxo financeiro sem a correspondente energia física.

### **3.4.2 Exemplo 2 – Preços Julho/2006**

O Exemplo 2 é semelhante ao Exemplo 1 e será apresentado de forma resumida com objetivo de demonstrar que o excedente financeiro pode compensar apenas em parte as exposições financeiras causadas pelo MRE.

Este exemplo considera os dados do planejamento semanal referente ao mês de julho do ano de 2006, obtidos por meio de simulação computacional no DECOMP.

- **Semana 1:** Período de Comercialização com início no dia 01/07 e fim no dia 07/07.

A Tabela 3.8 apresenta os valores do Excedente Financeiro, as Exposições Financeiras Negativas resultantes da transferência de energias asseguradas pelo MRE e ainda os valores equivalentes da transferência de energias secundárias pelo MRE. Todos estes resultados financeiros são gerados pela diferença de preços entre os submercados, conforme planejamento da operação para a Semana 1 – Julho/2006.

**Tabela 3.8 – Resultados Financeiros da Operação – Semana 1 – Julho/2006**

<b>RESULTADOS FINANCEIROS – SEMANA 1 – JULHO/2006</b>			
<b>Patamar de Carga</b>	Excedente Financeiro	Transferência de Energia Assegurada (Exposição Financeira)	Transferência de Energia Secundaria
<b>Pesado</b>	R\$ 0,00	R\$ 86.030,46	R\$ 0,00
<b>Médio</b>	R\$ 0,00	-R\$ 1.272.264,97	R\$ 0,00
<b>Leve</b>	R\$ 1.150.374,84	-R\$ 4.489.929,64	-R\$ 181.557,30
<b>Total</b>	<b>R\$ 1.150.374,84</b>	<b>-R\$ 5.676.164,15</b>	<b>-R\$ 181.557,30</b>

- **Semana 2:** Período de Comercialização com início no dia 08/07 e fim no dia 14/07.

A Tabela 3.9 apresenta os valores do Excedente Financeiro, as Exposições Financeiras Negativas resultantes da transferência de energias asseguradas pelo MRE e ainda os valores equivalentes da transferência de energias secundárias pelo MRE. Todos estes resultados financeiros são gerados pela diferença de preços entre os submercados, conforme planejamento da operação para a Semana 2 – Julho/2006.

**Tabela 3.9 – Resultados Financeiros da Operação – Semana 2 – Julho/2006**

<b>RESULTADOS FINANCEIROS – SEMANA 2 – JULHO/2006</b>			
<b>Patamar de Carga</b>	Excedente Financeiro	Transferência de Energia Assegurada (Exposição Financeira)	Transferência de Energia Secundaria
<b>Pesado</b>	R\$ 0,00	R\$ 126.826,29	R\$ 0,00
<b>Médio</b>	R\$ 0,00	-R\$ 1.742.660,97	R\$ 0,00
<b>Leve</b>	R\$ 926.198,00	-R\$ 1.323.569,98	-R\$ 4.266.284,20
<b>Total</b>	<b>R\$ 926.198,00</b>	<b>-R\$ 2.939.404,66</b>	<b>-R\$ 4.266.284,20</b>

- **Semana 3:** Período de Comercialização com início no dia 15/07 e fim no dia 21/07.

A Tabela 3.10 apresenta os valores do Excedente Financeiro da, as Exposições Financeiras Negativas resultantes da transferência de energias asseguradas pelo MRE e ainda os valores equivalentes da transferência de energias secundárias pelo MRE. Todos estes resultados financeiros são gerados pela diferença de preços entre os submercados, conforme planejamento da operação para a Semana 3 – Julho/2006.

**Tabela 3.10 – Resultados Financeiros da Operação – Semana 3 – Julho/2006**

<b>RESULTADOS FINANCEIROS – SEMANA 3 – JULHO/2006</b>			
<b>Patamar de Carga</b>	Excedente Financeiro	Transferência de Energia Assegurada (Exposição Financeira)	Transferência de Energia Secundaria
<b>Pesado</b>	R\$ 0,00	R\$ 296.463,22	R\$ 0,00
<b>Médio</b>	R\$ 0,00	-R\$ 1.472.863,77	-R\$ 1.533.731,92
<b>Leve</b>	R\$ 691.130,00	-R\$ 1.331.280,62	-R\$ 4.064.977,57
<b>Total</b>	<b>R\$ 691.130,00</b>	<b>-R\$ 2.507.681,17</b>	<b>-R\$ 5.598.709,49</b>

- **Semana 4:** Período de Comercialização com início no dia 22/07 e fim no dia 28/07.

A Tabela 3.11 apresenta os valores do Excedente Financeiro, as Exposições Financeiras Negativas resultantes da transferência de energias asseguradas pelo MRE e ainda os valores equivalentes da transferência de energias secundárias pelo MRE. Todos estes resultados financeiros são gerados pela diferença de preços entre os submercados, conforme planejamento da operação para a Semana 4 – Julho/2006.

**Tabela 3.11 – Resultados Financeiros da Operação – Semana 4 – Julho/2006**

<b>RESULTADOS FINANCEIROS – SEMANA 4 – JULHO/2006</b>			
<b>Patamar de Carga</b>	Excedente Financeiro	Transferência de Energia Assegurada (Exposição Financeira)	Transferência de Energia Secundaria
<b>Pesado</b>	R\$ 0,00	R\$ 265.316,71	R\$ 0,00
<b>Médio</b>	R\$ 400,96	-R\$ 727.580,20	R\$ 0,00
<b>Leve</b>	R\$ 753.716,00	-R\$ 3.897.870,42	R\$ 0,00
<b>Total</b>	<b>R\$ 754.116,96</b>	<b>-R\$ 4.360.133,91</b>	<b>R\$ 0,00</b>

- **Semana 5:** Período de Comercialização com início no dia 29/07 e fim no dia 31/07.

A Tabela 3.12 apresenta os valores do Excedente Financeiro, as Exposições Financeiras Negativas resultantes da transferência de energias asseguradas pelo MRE e ainda os valores equivalentes da transferência de energias secundárias pelo MRE. Todos estes resultados financeiros são gerados pela diferença de preços entre os submercados, conforme planejamento da operação para a Semana 5 – Julho/2006.

**Tabela 3.12 – Resultados Financeiros da Operação – Semana 5 – Julho/2006**

<b>RESULTADOS FINANCEIROS – SEMANA 5 – JULHO/2006</b>			
<b>Patamar de Carga</b>	<b>Excedente Financeiro</b>	<b>Transferência de Energia Assegurada (Exposição Financeira)</b>	<b>Transferência de Energia Secundaria</b>
<b>Pesado</b>	R\$ 0,00	R\$ 14.598,98	R\$ 0,00
<b>Médio</b>	R\$ 0,00	-R\$ 379.163,20	R\$ 0,00
<b>Leve</b>	R\$ 750.788,00	-R\$ 2.375.957,22	R\$ 0,00
<b>Total</b>	<b>R\$ 750.788,00</b>	<b>-R\$ 2.740.521,44</b>	<b>R\$ 0,00</b>

- **Contabilização do Mês de Julho/2006**

Período de Comercialização com início no dia 01/07 e fim no dia 31/07, agregando os valores apurados a cada semana do mês.

A Tabela 3.13 apresenta os valores do Excedente Financeiro, o somatório das Exposições Financeiras resultantes da transferência de energias asseguradas pelo MRE e ainda os valores equivalentes da transferência de energias secundárias pelo MRE. Todos estes resultados financeiros são gerados pela diferença de preços entre os submercados, conforme planejamento da operação durante todo o mês de Junho/2007.

Tabela 3.13 – Resultados Financeiros da Operação – Mês Completo – Julho/2006

<b>RESULTADOS FINANCEIROS – MÊS COMPLETO – JULHO/2006</b>			
<b>Patamar de Carga</b>	<b>Excedente Financeiro</b>	<b>Diferença apurada pela Alocação de Energia Assegurada (Exposição Financeira)</b>	<b>Diferença apurada pela Alocação de Energia Secundaria</b>
<b>Pesado</b>	R\$ 0,00	R\$ 789.235,66	R\$ 0,00
<b>Médio</b>	R\$ 400,96	-R\$ 5.594.533,11	-R\$ 1.533.731,92
<b>Leve</b>	R\$ 4.272.206,84	-R\$ 13.418.607,88	-R\$ 8.512.819,07
<b>Total</b>	<b>R\$ 4.272.607,80</b>	<b>-R\$ 18.223.905,33</b>	<b>-R\$ 10.046.550,99</b>

### ➤ Comentários dos Resultados Obtidos – Exemplo 2

O Exemplo 2 além de demonstrar que há um fluxo financeiro sem a correspondente transferência de energia física, conforme registro de comentários no Exemplo 1, evidencia um período de contabilização em que a liquidação financeira apresenta um resultado de Excedente Financeiro que não é suficiente para compensar as diferenças apuradas pela alocação de Energia Assegurada.

Quando há mecanismos financeiros relacionados com a transferência física de energia não há condições de garantir que os recursos financeiros sejam equivalentes às diferenças resultantes da liquidação de energia, mas o que se deve esperar é que o mecanismo financeiro tenha condições de compensar diferenças negativas de um determinado período com resultados de diferenças positivas de outro período de apuração da liquidação financeira.

### 3.5 Conclusão

O escopo e conteúdo apresentados neste Capítulo permitem uma visão geral simplificada a respeito da estrutura funcional do SEB, focando em detalhes da comercialização de energia, principalmente na análise do MRE.

Os dois exemplos numéricos de funcionamento do MRE apresentam dados de simulação que evidenciam características oportunas para uma crítica construtiva dos funcionamentos deste mecanismo.

O processo de contabilização da geração de energia hidrelétrica é dedicado a redistribuir a soma da energia gerada entre todas as usinas, de forma que cada usina hidrelétrica recebe um crédito de energia proporcional à sua contribuição para a Energia Assegurada total do sistema, pois a estrutura de proteção preocupa-se com a geração hidrelétrica como um todo.

As usinas participantes do MRE recebem em cada estágio de alocação um crédito de energia referente à sua parcela no rateio da geração total das usinas que formam o mecanismo, independente do perfil de geração verificado a cada período de comercialização.

Ao realocar créditos de energia de um submercado que tem geração acima do seu montante de energia assegurada para um submercado com geração abaixo do seu montante de energia assegurada, o próprio MRE pode expor alguns participantes ao risco da incerteza de preços quando há congestionamento da transmissão, pois esses créditos de energia realocados podem ser liquidados sob diferentes preços, conforme condição de cada submercado.

Essa situação de exposição pode ocorrer com qualquer usina hidrelétrica que recebe créditos de energia alocados de um submercado diferente do seu e possui todos os seus contratos firmados dentro do seu próprio submercado. Conforme mencionado na primeira parte deste capítulo, as exposições financeiras causadas pelo mecanismo são compensadas, no todo ou em parte, pelo Excedente Financeiro e, se este valor for insuficiente, este agente proprietário da usina ficará sujeito a uma exposição negativa residual.

Observando os princípios conceituais do MRE é possível até considerá-lo como um direito de transmissão financeiro, do tipo obrigação, restrito às usinas hidrelétricas participantes do mecanismo, para cobertura de exposições financeiras da parcela equivalente à Energia Assegurada e que não apresenta uma metodologia competitiva para utilização dos recursos do Excedente Financeiro onde todos os participantes do mercado possam participar.

A particularidade relevante do MRE, percebida na análise do mecanismo, é identificação deste como instrumento financeiro que apresenta uma importante característica do ponto de vista da comercialização de energia: busca garantir no longo

prazo que todas as usinas hidrelétricas receberão os seus respectivos níveis de Energia Assegurada. Por isso, essa característica será mantida na proposta para gerenciamento do congestionamento da transmissão apresentada no Capítulo 4.



## **CAPÍTULO**

# **4**

## ***PROPOSTA DE GERENCIAMENTO DO CONGESTIONAMENTO DA TRANSMISSÃO PARA SISTEMAS HIDROTÉRMICOS***

***E**ste capítulo apresenta uma proposta de mecanismo para gerenciamento do congestionamento da Transmissão em Sistemas Hidrotérmicos com predominância de geração hidrelétrica, que se apóia nos fundamentos de mercado. O detalhamento desta proposta é subdividido em tópicos que abrangem as regras de participação e a metodologia de funcionamento do mercado.*

#### 4.1 Definição e Proposta de Contratos de Congestionamento da Transmissão

Contratos de Congestionamento da Transmissão (CCTs) são instrumentos financeiros que possibilitam ao portador receber uma parcela do Excedente Financeiro para compensar os custos advindos do congestionamento da transmissão. Cada CCT é definido pela transferência de energia entre dois pontos que estão situados em submercados diferentes, sendo um ponto de injeção, no submercado onde a energia é gerada, e outro ponto de retirada, no submercado onde a energia é consumida.

O valor econômico de um CCT é baseado na quantidade de energia contratada e na diferença de preços da energia entre o submercado especificado como ponto de retirada e o submercado especificado como ponto de injeção.

$$P\_CCT = CCT * h * (PLD_{retirada} - PLD_{injeção}) \quad 4.1$$

Onde:

$P\_CCT$  : valor econômico de um CCT resultado da liquidação financeira ao final do período de comercialização do contrato – (R\$);

$CCT$  : capacidade contratada para transferência financeira de energia no intercambio entre os submercados de injeção (geração) e de retirada (consumo) – (MW\_Médios);

$h$  : número de horas de vigência do CCT no período de comercialização contratado;

$PLD_{retirada}$  : preço de liquidação da energia no submercado de retirada (consumo), de acordo com o patamar de carga no período de comercialização contratado – (R\$/MWh);

$PLD_{injeção}$  : preço de liquidação da energia no submercado de injeção (geração), de acordo com o patamar de carga no período de comercialização contratado – (R\$/MWh).

A alocação ou aquisição de um Contrato de Congestionamento da Transmissão não implica na obrigatoriedade ou no direito de participar do despacho físico de energia no sistema.

Um CCT é um direito de transmissão financeiro que funciona como uma ferramenta de gerenciamento para proteção contra o risco de comercialização em transações de contratos futuros, como mencionado no Capítulo 2.

Este trabalho utiliza o SEB como sistema hidrotérmico de referência para a implementação proposta da oferta de Contratos de Congestionamento da Transmissão. Desta forma, sugere-se uma adaptação da metodologia de funcionamento do MRE, que possibilita a integração desse mecanismo em conjunto com CCTs para gerenciar o congestionamento do sistema de transmissão.

O objetivo da proposta é permitir que os agentes integrantes do MRE possam ter cobertura de exposições financeiras negativas, geradas pelo mecanismo de compartilhamento da geração total do sistema, ao mesmo tempo em que realiza alocação parcial dos recursos do Excedente Financeiro de forma competitiva.

## **4.2 Aplicação do Excedente Financeiro**

As Regras de Comercialização (CCEE, 2004) estabelecem alguns critérios para disciplinar o processo de alocação do Excedente Financeiro no SEB. Este Processo é

utilizado para aliviar as exposições negativas originadas nas alocações de Energia Assegurada do MRE em submercados diferentes daqueles onde estão localizadas as usinas dos geradores e também para aliviar as exposições negativas de alguns outros contratos específicos<sup>16</sup> entre os submercados.

Se o Excedente Financeiro total for suficiente para cobrir todas as exposições negativas do mês em liquidação, estas exposições são eliminadas e os recursos que sobraram são utilizados para alívio das exposições residuais do mês anterior.

A sobra de recursos, se houver, é utilizada para aliviar despesas dos perfis de consumo com Encargos de Serviço do Sistema – ESS<sup>17</sup>. E se ainda houver sobra excedente após alívio dos ESS, os recursos ficam disponíveis em um fundo destinado ao pagamento dos ESS para os meses a frente do período de comercialização liquidado.

A proposta desta dissertação, que tem por princípio os fundamentos de mercado, estabelece que todos os recursos financeiros arrecadados por meio do Excedente Financeiro passam a formar um fundo destinado exclusivamente para realizar os pagamentos resultantes da liquidação do mercado de CCTs e a aplicação dos recursos ocorre em duas fases distintas e sequenciais.

Fase I: Distribuição de CCTs aos agentes integrantes do MRE.

Fase II: Realização de leilões periódicos para oferta de CCTs ao mercado.

A Fase I é dedicada a distribuir CCTs aos agentes que compartilham o resultado do *pool* de geração hidrelétrica e para isso, reserva uma parcela do Excedente Financeiro. O mecanismo de alocação da Fase I será detalhado na Seção 4.4.

A Fase II é dedicada a realizar oferta de CCTs em sistema de competição, formalizada por meio de leilões periódicos. Essa segunda fase tem início após

---

<sup>16</sup> Contratos de Itaipu relativos aos quotistas no Submercado Sul, Contratos de Autoprodução, Contratos do PROINFA e Contratos de direitos especiais definidos pela ANEEL. Para informações detalhadas consultar Módulo 3 – Contratos (Regras de Comercialização), disponível em [www.ccee.org.br](http://www.ccee.org.br).

<sup>17</sup> ESS é um valor correspondente aos custos incorridos na manutenção da confiabilidade e da estabilidade do sistema para atendimento do consumo em cada submercado, e que não estão incluídos na formação do PLD. Para informações detalhadas consultar Módulo 6 – Encargos de Serviços do Sistema (Regras de Comercialização), disponível em [www.ccee.org.br](http://www.ccee.org.br).

encerramento da primeira e é de livre participação para todos agentes do mercado. O mecanismo de alocação da Fase II será detalhado na Seção 4.5.

### **4.3 Tipos de CCTs**

Um CCT é definido como a capacidade para transferência de uma determinada quantidade de energia do submercado onde a energia é gerada (injeção) para o submercado onde a energia é consumida (retirada) e a proposta apresenta dois tipos de CCTs: Obrigação e Opção.

A diferença básica está relacionada ao resultado financeiro que cada um dos tipos pode proporcionar ao seu proprietário, pois um CCT Obrigação pode assumir valores positivos ou negativos enquanto um CCT Opção pode assumir valores positivos ou nulo, não podendo assumir valores negativos.

#### **4.3.1 CCT Obrigação**

O valor econômico resultante de um CCT Obrigação é positivo quando a transferência de energia designada no CCT ocorre na mesma direção do fluxo de congestionamento entre os submercados. Neste caso, o  $PLD_{retirada}$  (submercado de consumo) é maior que o  $PLD_{injeção}$  (submercado de geração).

O valor econômico resultante de um CCT Obrigação é negativo quando a transferência de energia designada no CCT ocorre na direção contrária ao fluxo de congestionamento entre os submercados. Neste caso, o  $PLD_{retirada}$  (submercado de consumo) é menor que o  $PLD_{injeção}$  (submercado de geração).

Por exemplo, um agente de geração com usina hidrelétrica no submercado Sudeste possui um CCT<sub>SE-S</sub> para transferência de 50MW para o submercado Sul, no patamar de carga Leve, com vigência durante a Semana 1 do mês de Julho de 2006 (01/07/2006 a 07/07/2006). A Semana 1 tem 61 horas de patamar Leve e o  $PLD_{retirada\ Leve}$  no submercado Sul é de R\$/MWh 93,90 enquanto que o  $PLD_{injeção\ Leve}$  no submercado Sudeste é de

R\$/MWh 90,66. Desta forma, a liquidação deste CCT é calculada de acordo com a definição da Equação 4.1 :

$$P_{\_CCT_{SE-S}} = 50 * 61 * (93,90 - 90,66) \quad 4.2$$

$$P_{\_CCT_{SE-S}} = R\$ 9.882,00 \quad 4.3$$

O resultado positivo indica que o proprietário do CCT<sub>SE-S</sub> recebe um crédito de R\$ 9.822,00 para compensar o custo advindo do congestionamento da transmissão entre os submercados Sudeste e Sul, conforme Equações 4.2 e 4.3.

Em outra situação, se os valores dos PLDs forem invertidos, um agente de geração com usina hidrelétrica no submercado Sul, com contrato semelhante ao exemplo anterior para transferência de 50MW para o submercado Sudeste obterá como resultado de liquidação um valor negativo, conforme Equações 4.4 e 4.5.

$$P_{\_CCT_{S-SE}} = 50 * 61 * (90,66 - 93,90) \quad 4.4$$

$$P_{\_CCT_{S-SE}} = - R\$ 9.882,00 \quad 4.5$$

O resultado negativo na Equação 4.5 indica que o proprietário do CCT<sub>S-SE</sub> devolve R\$ 9.822,00 e isto decorre do fato deste agente ter contratado uma transferência financeira de energia que ocorreu de um submercado onde a geração de energia possui um preço maior para um submercado com preço menor.

#### **4.3.2 CCT Opção**

O valor econômico resultante de um CCT Opção é positivo quando a transferência de energia designada no CCT ocorre na mesma direção do fluxo de congestionamento

entre os submercados. Neste caso, o  $PLD_{retirada}$  (submercado de consumo) é maior que o  $PLD_{injeção}$  (submercado de geração).

Um CCT Opção com resultado de liquidação positivo funciona igual ao CCT Obrigação.

O valor econômico resultante de um CCT Opção é nulo quando a transferência de energia designada no CCT ocorre na direção contrária ao fluxo de congestionamento entre os submercados. Neste caso, o  $PLD_{retirada}$  (submercado de consumo) é menor que o  $PLD_{injeção}$  (submercado de geração).

O proprietário de um CCT Opção não devolve a margem de diferença de preços quando o resultado da liquidação indicar um valor negativo. Esse valor torna-se nulo.

#### **4.4 Regras de Alocação dos CCTs – Fase I**

A distribuição de CCTs segue critérios de habilitação aos agentes integrantes do MRE e esta alocação da Fase I é realizada sem custos de aquisição por tratar-se de um instrumento de proteção oferecido como benefício aos agentes que compartilham o resultado da geração hidrelétrica do *pool*.

##### **4.4.1 Pedidos para Distribuição de CCTs**

Cada agente de geração integrante do MRE pode encaminhar pedidos para obter CCTs de acordo com seus interesses para transferência de energia ou de acordo com as expectativas de transferências de energia por meio do mecanismo de realocação, respeitando duas condições simultâneas:

- a) A definição do Submercado de Injeção, onde a energia é gerada, obrigatoriamente tem que ser o próprio submercado onde a usina do requerente está localizada;
- b) A capacidade total de requerida nos pedidos de CCTs não pode ultrapassar o limite de 20% do valor da Energia Assegurada da usina<sup>18</sup>.

A parcela de recursos destinada aos pagamentos dos CCTs emitidos e alocados na Fase I é limitada a 50% do fundo de recursos a ser formado pelo Excedente Financeiro<sup>19</sup> e, desta forma, há necessidade de conferir a possibilidade de atender todos pedidos dos agentes. Essa condição é verificada tecnicamente pelo Teste de Viabilidade Simultânea da Fase I, conforme será detalhado na Seção 4.4.2.

A utilização dos recursos financeiros disponíveis segue um critério relacionado à energia assegurada de cada usina, pois essa referência oferece condições de indicar a proporcionalidade de geração que cada usina representa no sistema e também pelo fato que essa referência é utilizada como lastro de garantia física para a comercialização no mercado de energia. Desta forma, esse critério está relacionado à capacidade de transmissão que cada usina pode requerer para comercialização de energia.

As restrições estabelecidas aos requerimentos dos pedidos de CCTs são fundamentais para garantir uma utilização adequada dos recursos financeiros, uma vez que esses recursos disponíveis são limitados.

Após aplicação do Teste de Viabilidade Simultânea da Fase I são realizados os ajuste dos pedidos encaminhados e a alocação dos CCTs aos agentes do MRE.

---

<sup>18</sup> Valor definido arbitrariamente para estabelecer um limite vinculado à proporcionalidade de contribuição para a Energia Assegurada total do mecanismo de compartilhamento da geração de energia hidrelétrica.

<sup>19</sup> Valor definido arbitrariamente para estabelecer um limite de utilização dos recursos financeiros disponíveis à Fase I, de forma a permitir a disponibilidade de recursos à Fase II.

#### 4.4.2 Teste de Viabilidade Simultânea

O Teste de Viabilidade Simultânea da Fase I determina o Fator de Ajuste para Pedidos de Contratos de Congestionamento da Transmissão (FAPCCT) que será aplicado a cada Pedido de Contrato de Congestionamento da Transmissão.

Para cada período de comercialização “j”, o Fator de Ajuste para Pedidos de Contratos de Congestionamento da Transmissão deve ser determinado de acordo com as seguintes regras:

Se

$$\frac{\sum EF'_j}{2} \geq \sum P\_CCT'_{l-1_j} \quad 4.6$$

Então:

$$FAPCCT'_{l-1_j} = 1 \quad 4.7$$

Se

$$\frac{\sum EF'_j}{2} < \sum P\_CCT'_{l-1_j} \quad 4.8$$

Então:

$$FAPCCT'_{l-1_j} = \frac{\sum EF'_j}{2 * \sum P\_CCT'_{l-1_j}} \quad 4.9$$

Onde:

$\sum EF'_j$ : somatório de recursos financeiros previstos de ser arrecadado pelo fundo responsável pelos pagamentos resultantes da liquidação do mercado de CCTs, durante o período de comercialização “j” – (R\$);

$\sum P\_CCT'_i - 1_j$  : somatório de pagamentos previstos aos proprietários dos CCTs, aprovados na Fase I, a serem efetuados ao final do período de comercialização “j” – (R\$);

$FAPCCT'_i - 1_j$  : Fator de Ajuste para Pedidos de Contratos de Congestionamentos da Transmissão para aplicação no período de comercialização “j”;

$j$  : período de comercialização definido como validade do CCT aprovado, ou seja, é o prazo de vigência do contrato.

A Equação 4.10 apresenta o cálculo do somatório de pagamentos previstos aos proprietários dos CCTs aprovados na Fase I:

$$\sum P\_CCT'_i - 1_j = \sum CCT'_i - 1_{j_n} * h * (PLD'_{j_n \text{ retirada}} - PLD'_{j_n \text{ injeção}}) \quad 4.10$$

Onde:

$\sum P\_CCT'_i - 1_j$  : somatório de pagamentos previstos aos proprietários dos CCTs, aprovados no processo de alocação da Fase I, a serem efetuados ao final do período de comercialização “j” – (R\$);

- $\sum CCT_{I\_1jn}$  : somatório da capacidade dos CCTs aprovados no processo de alocação da Fase I, com vigência durante o período de comercialização “j”, no sentido do intercâmbio “n” – (MW\_Médios);
- $h$  : número de horas de vigência do CCT no período de comercialização contratado;
- $PLD'_{jn\text{ retirada}}$  : previsão do preço de liquidação da energia no submercado de retirada (consumo), de acordo com resultados de simulação do planejamento da operação válidos para o período de comercialização “j”, no sentido do intercâmbio “n” – (R\$/MWh);
- $PLD'_{jn\text{ injeção}}$  : previsão do preço de liquidação da energia no submercado de injeção (geração) de acordo com resultados de simulação do planejamento da operação válidos para o período de comercialização “j”, no sentido do intercâmbio “n” – (R\$/MWh);

#### **4.5 Regras de Alocação dos CCTs – Fase II**

A realização de leilões periódicos permite adotar um sistema de competição entre os agentes do mercado interessados em adquirir CCTs.

Cada agente pode encaminhar suas solicitações para compra de CCTs por meio de uma proposta que especifique o intercâmbio, a capacidade e preço que está disposto a pagar como prêmio pela aquisição dos contratos de seu interesse.

A primeira etapa para aprovação de CCTs no leilão consiste em separar as solicitações recebidas por intercâmbio e compensar os fluxos equivalentes das solicitações de intercâmbios com sentidos contrários. Esta etapa recebe a identificação de Compensação de Fluxos e será detalhada na Seção 4.5.1

A segunda etapa para aprovação de CCTs no leilão recebe a identificação de Alocação Competitiva e tem início após a definição da Compensação de Fluxos. Em um primeiro momento realiza-se o processo identificado como Definição dos Produtos, que estabelece a capacidade máxima de contratos disponível para cada intercâmbio e no segundo momento realiza-se a competição propriamente dita para aprovar as solicitações vencedoras do leilão. Detalhes serão apresentados nas Seções 4.5.2 e 4.5.3.

#### **4.5.1 Compensação de Fluxos**

A primeira etapa do Leilão aprova uma determinada capacidade de contratos de acordo com os contra-fluxos<sup>20</sup> estabelecidos pelas solicitações para compra de CCTs submetidas ao Leilão.

Por exemplo, a solicitação para compra de um contrato financeiro que requer transferir 100MW do submercado Sul para o Sudeste pode ser compensada totalmente por uma solicitação que requer transferir 120MW do submercado Sudeste para o Sul. Neste caso, a capacidade de transmissão predominante entre as solicitações para compra de CCTs é de 120MW do Sudeste para o Sul e os 100MW solicitados do Sul para o Sudeste é o contra-fluxo. Ao compensar o contra-fluxo Sul-Sudeste, o mecanismo aprova 100MW em cada um dos dois sentidos e resta apenas uma solicitação para transferir 20MW do submercado Sudeste para o Sul que será encaminhada para participação no processo de alocação competitiva.

Esta aplicação somente é válida para ofertas de CCTs do tipo Obrigação, pois o objetivo é aprovar contratos sem comprometer os recursos financeiros. Isto é possível porque, independentemente do fluxo a verificar-se no momento da operação do sistema, o

---

<sup>20</sup> Contra-fluxo de um CCT é uma capacidade de transmissão de energia na direção oposta à capacidade de transmissão predominante do total de solicitações para compra em cada intercâmbio.

resultado da liquidação financeira do contrato designado em um dos sentidos será compensado integralmente pelo sentido contrário de outro contrato.

A aprovação de CCTs de acordo com este processo de compensação de fluxos não compromete a utilização de recursos financeiros. No entanto, este mecanismo não deve ser aplicado para oferta de CCTs do tipo Opção, pois neste caso, os contra-fluxos devem ser desconsiderados, uma vez que não haverá compensação de pagamentos no momento da liquidação financeira dos contratos.

O mecanismo para aprovação das solicitações vencedoras da etapa de Compensação de Fluxos é definido matematicamente pelas seguintes condições:

Se

$$\sum C_{j_n} \geq \sum C_{j_{\bar{n}}} \quad 4.11$$

então:

$$CCT_{II-1_{j_n}} = \sum C_{j_{\bar{n}}} \quad 4.12$$

$$CCT_{II-1_{j_{\bar{n}}}} = \sum C_{j_{\bar{n}}} \quad 4.13$$

Se

$$\sum C_{j_n} < \sum C_{j_{\bar{n}}} \quad 4.14$$

então:

$$CCT_{II-1_{j_n}} = \sum C_{j_n} \quad 4.15$$

$$CCT_{II-1_{j_{\bar{n}}}} = \sum C_{j_n} \quad 4.16$$

onde:

- $\sum C_{jn}$  : somatório das solicitações para compra de CCTs, com vigência durante o período “j”, no sentido do intercâmbio “n” – (MW\_Médios);
- $\sum C_{j\bar{n}}$  : somatório das solicitações para compra de CCTs, com vigência durante o período “j”, no sentido contrário ao intercâmbio “n” – (MW\_Médios);
- $CCT_{II\_1jn}$  : capacidade dos CCTs para aprovação na Fase II, etapa de Compensação de Fluxos, com vigência durante o período de comercialização “j”, no sentido do intercâmbio “n” – (MW\_Médios);
- $CCT_{II\_1j\bar{n}}$  : capacidade dos CCTs para aprovação na Fase II, etapa de Compensação de Fluxos, com vigência durante o período de comercialização “j”, no sentido contrário ao intercâmbio “n” – (MW\_Médios);
- $n$  : define o intercâmbio para transferência financeira de energia (submercados de injeção e retirada);
- $\bar{n}$  : define o intercâmbio para transferência financeira de energia (submercados de injeção e retirada) com sentido de contratação contrário a “n”;

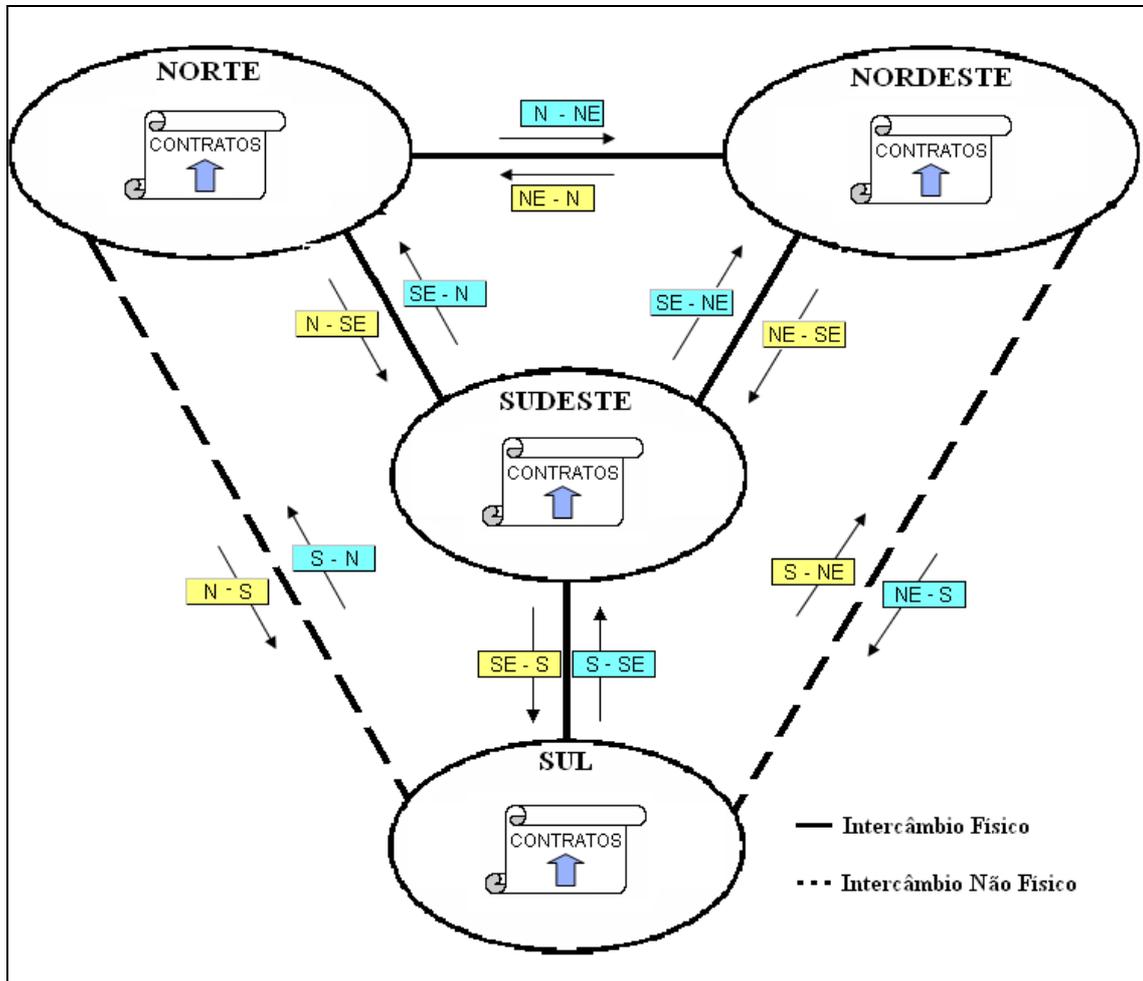


Figura 4.1 – Esquema Representativo: Alocação por Compensação de Fluxos no SEB

#### 4.5.2 Definição dos Produtos

Os produtos (CCTs) ofertados em leilão, na etapa de Alocação Competitiva, são definidos de acordo com a disponibilidade de recursos financeiros destinados à Fase II, os quais correspondem, no mínimo, a metade do fundo de recursos a ser formado pelo Excedente Financeiro, pois recebe a parcela do fundo de recursos restante após alocação da Fase I.

A Equação 4.17 apresenta o cálculo da parcela de recursos financeiros disponível para a Fase II:

$$R'_{II-j} = \sum EF'_j - \sum P_{-CCT'_i-1_j} \quad 4.17$$

onde:

$R'_{II-j}$  : recurso financeiro disponível para alocação de CCTs na Fase II, durante período de comercialização “j” – (R\$).

O mecanismo que define a capacidade máxima de CCTs disponível para competição distribui o valor total de recursos destinados à Fase II em parcelas dedicadas a formação de CCTs em cada intercâmbio do sistema.

A distribuição do montante de recursos financeiros em parcelas tem o objetivo de garantir a disponibilidade de uma quantidade mínima de CCTs em todos os intercâmbios.

$$R'_{II-j} = \sum R'_{II-jn} \quad 4.18$$

Onde:

$R'_{II-jn}$  : parcela de recursos disponível para formação de CCTs na Fase II, com vigência durante o período de comercialização “j”, no sentido do intercâmbio “n” (MW\_Médios).

Essa distribuição dos recursos em parcelas segue um critério baseado no princípio que a renda propiciada pelo congestionamento da transmissão é financiada pelo equilíbrio entre a geração e a carga do sistema, e por isso, o benefício deve ser direcionado para aqueles agentes que mais utilizam o Sistema de Transmissão e que conseqüentemente têm mais custos com o congestionamento.

Esse critério garante a disponibilidade de CCTs em todos os intercâmbios sem haver uma concorrência de preços entre todas as solicitações para compra de CCTs. Há

somente uma competição entre as solicitações que concorrem para compra de CCTs em um determinado sentido de cada intercâmbio.

Sem esse mecanismo o nível de competitividade entre as solicitações para compra em diferentes intercâmbios do sistema pode ficar restrito à área onde há mais concentração da transferência física de energia no sistema. Por exemplo, a competição de ofertas no intercâmbio entre os submercados Sudeste e Sul pode ter uma grande quantidade de solicitações para compra de CCTs, o que garante um elevado nível de competitividade, não permitindo que poucas solicitações entre os submercados Norte e Sul obtenham condições de disputar alocação de uma pequena capacidade de CCTs.

Conforme definição da Seção 4.1, um CCT recebe a designação de um submercado de injeção, que é aquele onde a energia é gerada (fonte) e de um submercado de retirada, que é aquele onde a energia é consumida (demanda). Por isso, cada intercâmbio recebe uma parcela de recursos financeiros associada à proporcionalidade de energia assegurada e à demanda bruta, relacionados respectivamente ao ponto de injeção e de retirada.

A proporcionalidade de energia assegurada no sistema será utilizada para dividir o montante de recursos de acordo com a representatividade dos submercados de injeção, conforme Tabela 4.1

**Tabela 4.1 – Proporcionalidade de Energia Assegurada no Sistema**

<b>Energia Assegurada</b>	
<b>SE</b>	<b>60,86%</b>
<b>S</b>	<b>16,24%</b>
<b>NE</b>	<b>11,56%</b>
<b>N</b>	<b>11,34%</b>

Esse critério de distribuição assegura que os contratos com energia gerada (submercado de injeção) no Sudeste para exportação a outros submercados têm disponível 60,86% da previsão de receita do fundo de recursos, enquanto que nos submercados Sul, Nordeste e Norte a disponibilidade é de 16,24%, 11,56% e 11,34% respectivamente.

A proporcionalidade de demanda bruta do sistema será utilizada para dividir o montante de recursos destinados para cada submercado de injeção de acordo com a representatividade de demanda bruta dos submercados de retirada, conforme Tabela 4.2.

**Tabela 4.2 – Proporcionalidade de Consumo de Energia no Sistema (Demanda Bruta)**

Demanda Bruta	
SE	61,42%
S	16,73%
NE	14,74%
N	7,11%

Essa distribuição proporcional dos recursos, para definição da capacidade dos CCTs, garante que os contratos com geração de energia (submercado de injeção) no Sudeste têm disponível 60,86% da previsão de receita do fundo de recursos e desse montante 26,39%, 23,26% e 11,22% são reservados para transferência ao submercados Sul, Nordeste e Norte respectivamente.

Por exemplo, para se obter o índice de 26,39%, que representa a parcela de recursos disponível para transferência de energia do submercado Sudeste para o submercado Sul, faz-se o seguinte cálculo, conforme Equação 4.19:

$$60,86 \cdot \frac{(16,73)}{(16,73 + 14,74 + 7,11)} = 26,39 \quad 4.19$$

O valor resultante na Equação 4.19 define a relação de proporcionalidade da demanda do submercado Sul em relação à demanda de todos os submercados que podem ser destino para transferência de energia a partir do submercado Sudeste, conforme dados apresentados na Tabela 4.2.

A Tabela 4.3 apresenta o resultado da distribuição dos recursos financeiros disponíveis para todos os intercâmbios do sistema.

Tabela 4.3 – Distribuição dos Recursos Financeiros

Proporcionabilidade de Distribuição dos Recursos Financeiros - Representação %			Submercado Retirada			
			SE	S	NE	N
Submercado Injeção	SE	60,86%	-	26,39%	23,26%	11,22%
	S	16,24%	11,98%	-	2,87%	1,39%
	NE	11,56%	8,33%	2,27%	-	0,96%
	N	11,34%	7,50%	2,04%	1,80%	-
			<b>Total</b>			<b>100,00%</b>

A mesma analogia aplicada à referência do submercado Sudeste se aplica aos demais submercados de Injeção. Desta forma, os contratos com geração de energia no Sul têm disponível 16,24% do montante de recursos financeiros, sendo que 11,98%, 2,87% e 1,39% são reservados para transferir energia aos submercados Sudeste, Nordeste e Norte respectivamente.

Os contratos que designam o Nordeste como submercado de Injeção têm disponível 11,56% do montante de recursos financeiros, destinados 8,33%, 2,27% e 0,96% para transferência de energia para os submercados Sudeste, Sul e Norte respectivamente, enquanto que os contratos que designam o Norte como submercado de Injeção têm disponível 11,34% do montante de recursos financeiros, sendo que deste total, 7,50%, 2,04% e 1,80% são reservados para transferência de energia aos submercados Sudeste, Sul e Nordeste respectivamente.

Após a distribuição dos recursos é possível calcular a capacidade máxima disponível de CCTs, em cada intercâmbio, que pode ser aprovada na Fase II ( $T_{II-jn}$ ). Esse cálculo é realizado de acordo com as condições indicadas pela Equação 4.20 :

$$T_{II-jn} = \frac{R'_{II-jn}}{h * (PLD'_{jn\text{retirada}} - PLD'_{jn\text{injeção}})} \quad 4.20$$

Onde:

$T_{II-jn}$ : capacidade máxima disponível para aprovação de CCTs na Fase II, com vigência durante o período de comercialização “j”, no sentido do intercâmbio “n” – (MW\_Médios);

A parcela de recursos disponível para formação de CCTs em cada intercâmbio na Fase II ( $R'_{II-jn}$ ) é obtida a partir da estruturação de dados apresentados na Tabela 4.3 – Distribuição dos Recursos Financeiros.

O cálculo da Equação 4.20 considera o comprometimento futuro de pagamentos previsto de ser realizado, ou seja, a capacidade máxima disponível de um CCT depende da previsão dos preços de liquidação de energia nos submercados de injeção e retirada obtidos a partir do planejamento da operação considerado para o período de vigência do CCT.

Este mecanismo de distribuição dos recursos financeiros e definição da capacidade dos CCTs em cada intercâmbio asseguram que o conjunto de CCTs é viável simultaneamente, pois os cálculos para se determinar a capacidade dos contratos disponibilizada estão limitados ao montante de recursos financeiros disponível.

### 4.5.3 Alocação Competitiva

As solicitações participantes deste processo competitivo para compra de CCTs são aquelas que não foram atendidas pela compensação de fluxos, ou seja, as solicitações pendentes após realização da primeira etapa para aprovação de CCTs na Fase II.

A etapa de Alocação Competitiva é uma disputa entre as solicitações para compra de CCTs em cada intercâmbio que busca definir a alocação da capacidade de CCTs disponível na Fase II, conforme processo de definição dos produtos.

O mecanismo para aprovação das solicitações vencedoras da etapa de Alocação Competitiva do Leilão é definido matematicamente de acordo com o seguinte problema de otimização:

$$\text{Max} \sum_{n \in B} (P_{jn} * CCT_{II\_2jn}) \quad 4.21$$

*Sujeito a*

$$0 \leq CCT_{II\_2jn} \leq \min(T_{II\_jn}, Z_{II\_2jn}), \forall n \in B \quad 4.22$$

Onde:

$P_{jn}$  : preço das solicitações propostas para aquisição de CCTs no leilão, com vigência durante o período de comercialização “j”, no sentido do intercâmbio “n” – (R\$/MWh);

$CCT_{II\_2jn}$  : capacidade dos CCTs para aprovação na Fase II, etapa de Alocação Competitiva, com vigência durante o período de comercialização “j”, no sentido do intercâmbio “n” – (MW\_Médios);

$n$  : define o intercâmbio para transferência financeira de energia (submercados de injeção e retirada);

$B$  : conjunto de intercâmbios para transferência de energia financeira entre os submercados (combinação dos submercados de injeção e retirada do sistema);

$Z_{II\_2jn}$ : quantidade total de solicitações para compra de CCTs na Fase II, etapa de Alocação Competitiva, com vigência durante o período de comercialização “j”, no sentido do intercâmbio “n” (solicitações remanescentes após aprovação da etapa de Compensação de Fluxos) – (MW\_Médios).

A Equação 4.21 define a função objetivo do problema para maximizar a alocação de contratos em cada intercâmbio que indica o recebimento de solicitações para aquisição de CCTs no Leilão.

A Equação 4.22 define o conjunto de restrições do problema de otimização, onde está implícito um teste de viabilidade simultânea dos contratos, pois a capacidade máxima disponível para aprovação dos CCTs ( $T_{II\_jn}$ ) é definida de tal forma que não há comprometimento maior que a previsão de recursos disponíveis.

O critério para seleção das melhores solicitações participantes do leilão na etapa de Alocação Competitiva segue a ordem de mérito dos preços apresentados, a qual será determinada a partir da curva agregada de preços. Os detalhes de aplicação deste critério das solicitações vencedoras serão apresentados na Seção 4.5.5 que define o preço de fechamento para o pagamento dos respectivos prêmios para aquisição dos CCTs.

#### 4.5.4 Verificação de Sobras de Recursos Financeiros

Após definição das solicitações para compra de CCTs vencedoras do leilão faz-se o cálculo do comprometimento de pagamentos previstos para os CCTs aprovados na Fase II.

A Equação 4.23 apresenta o cálculo do somatório de pagamentos previstos aos proprietários dos CCTs aprovados na Fase II:

$$\sum P\_CCT'_{II\_j} = \sum CCT'_{II\_2jn} * h * (PLD'_{jn\text{ retirada}} - PLD'_{jn\text{ injeção}}) \quad 4.23$$

onde:

$\sum P_{-CCT'_{II-j}}$  : somatório de pagamentos previstos aos proprietários dos CCTs, aprovados na Fase II, a serem efetuados ao final do período de comercialização “j” – (R\$).

O somatório da capacidade dos CCTs para aprovação na Fase II, etapa de Compensação de Fluxos, com vigência durante o período de comercialização “j”, no sentido do intercâmbio “n” – (MW\_Médios),  $\sum CCT'_{II-1_{jn}}$ , não participa da Equação 4.23 pois estes contratos são integralmente quitados pelos contratos de fluxo contrário aprovados igualmente na Compensação de Fluxos.

Se houver sobra de recursos e ainda houver solicitações para compra de CCTs pendentes para alocação, uma nova oferta de CCTs pode ser realizada repetindo-se as etapas de Definição dos Produtos e Alocação Competitiva, conforme Seções 4.5.2 e 4.5.3 respectivamente.

Se houver sobra de recursos e não houver solicitações para compra de CCTs pendentes de alocação, esses recursos financeiros são destinados para quitar os Pagamentos Residuais pendentes de CCTs alocados nos períodos antecessores de “j” e, as sobras, se ainda houver, são destinadas à parcela de recursos da Fase II do planejamento do leilão que oferta contratos para o período de comercialização “j+1”.

#### 4.5.5 Preço de Fechamento do Leilão

O mecanismo que define o preço de fechamento para compra de CCTs no Leilão é do tipo discriminatório, e desta forma, cada agente vencedor paga o valor da sua proposta pelo contrato requerido.

A Figura 4.2 apresenta um esquema ilustrativo da formação da ordem de mérito dos preços apresentados, determinada a partir da curva agregada de preços para cada intercâmbio em oferta no leilão.

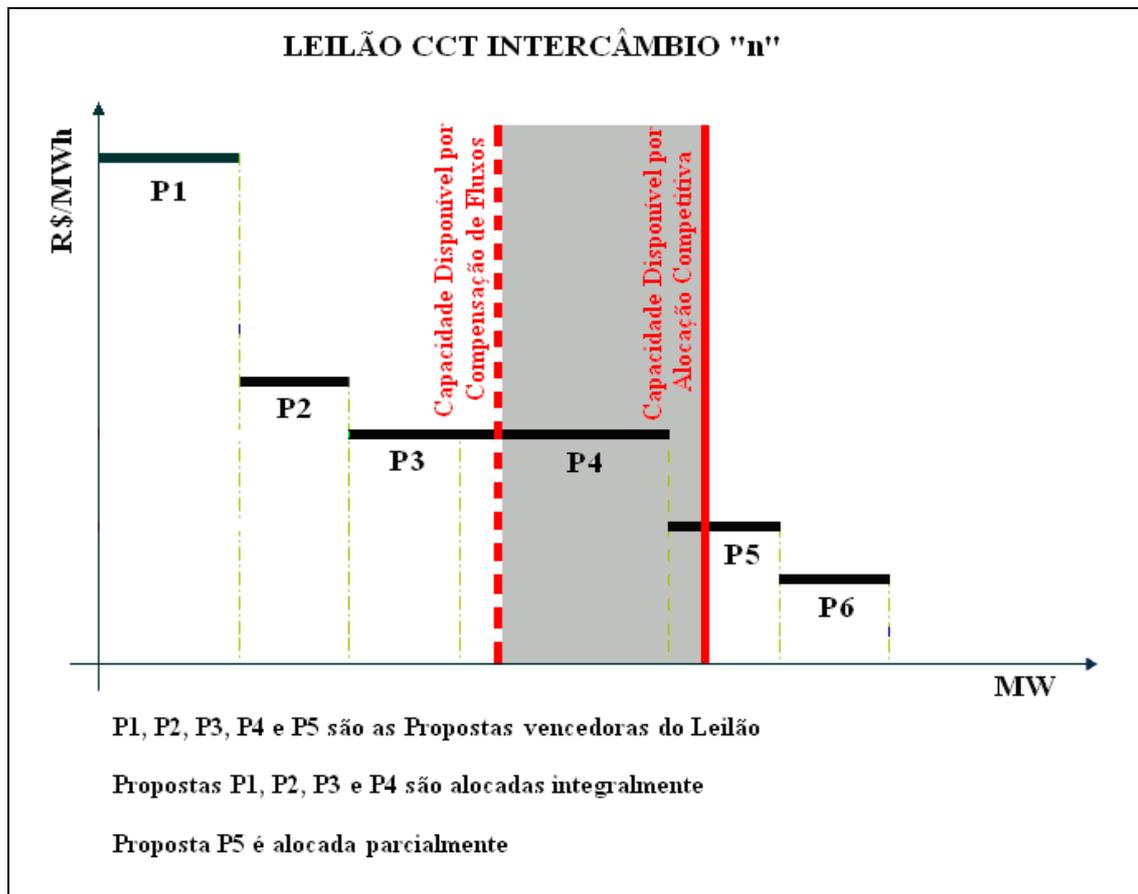


Figura 4.2 – Curva Agregada da Solicitações Propostas no Leilão

Na Figura 4.2 há indicação das capacidades de CCTs disponíveis por Compensação de Fluxos e Alocação Competitiva, sendo que a capacidade total para oferta do leilão é obtida pela soma da disponibilidade dessas etapas.

A disponibilidade de CCTs por Alocação Competitiva, em destaque na parte hachurada da Figura 4.2, representa a capacidade máxima disponível de acordo com o critério de distribuição dos recursos financeiros que, em condições normais de operação, não compromete os pagamentos aos proprietários dos CCTs na liquidação financeira desses contratos.

Se não houvesse a etapa de Compensação de Fluxos, essa capacidade disponível por Alocação Competitiva seria a própria capacidade total para oferta no leilão. Desta forma, a disponibilidade de CCTs por Compensação de Fluxos aumenta a capacidade de oferta no leilão sem prejuízos para a liquidação financeira dos contratos.

#### 4.6 Fluxograma para Alocação de CCTs

A Figura 4.3 apresenta o Fluxograma para Alocação de CCTs que ilustra resumidamente o encadeamento de etapas para alocação de CCTs, conforme conjunto de regras da proposta para gerenciamento do congestionamento da transmissão em sistemas hidrotérmicos.

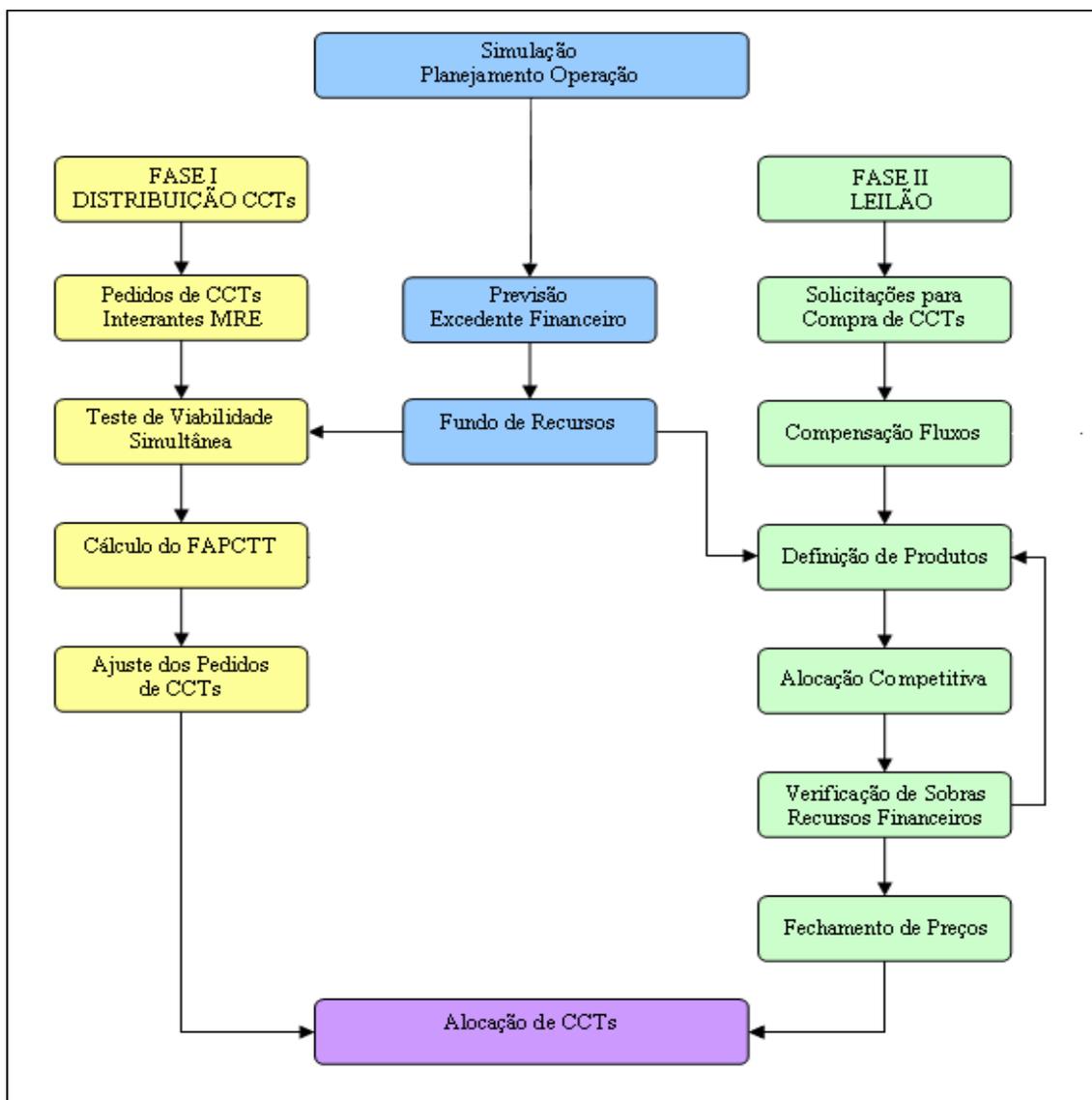


Figura 4.3 – Fluxograma para Alocação de CCTs

#### **4.7 Planejamento dos Leilões de CCTs**

O planejamento de um leilão de CCTs leva em consideração alguns importantes aspectos diretamente relacionados à definição da oferta de direitos financeiros:

- a) Planejamento da Operação;
- b) Programação de saídas forçadas de instalações de transmissão;
- c) Oferta e alocação de CCTs já existentes no mercado, quando houver;
- d) Viabilidade simultânea da alocação de CCTs.

A previsão de intercâmbios de energia entre os submercados utiliza resultados definidos pelo Planejamento da Operação, que considera capacidades e restrições das interligações no sistema de transmissão, conforme modelagem do sistema interligado.

A proposta prevê apresentação de um calendário anual com programação de datas para realização dos leilões periódicos e prazos pré-fixados. Inicialmente, sugere-se programar CCTs com vigência de um mês e posteriormente, à medida que o mercado se estabelecer, deve ser avaliada a extensão do prazo para até um ano.

A oferta dos CCTs pode ser realizada em diferentes modalidades ao considerar os patamares de carga durante o período de vigência:

- a) Patamar Pesado;
- b) Patamar Médio;
- c) Patamar Leve;
- d) Período Integral.

O patamar Pesado compreende horários em que se verificam os picos de consumo, geralmente durante três horas do dia no horário entre 18h00 e 21h00min. Já o patamar Leve geralmente se entende das 0h00 as 07h00 quando há baixo consumo de energia elétrica, enquanto o patamar Médio abrange horários de consumo médio nas demais horas do dia.

Um CCT de Período Integral contempla às 24 horas do dia, pois agrega o somatório de horas de todos os patamares durante um dia.

#### **4.8 Liquidação dos CCTs**

A liquidação financeira do mercado de CCTs prevê períodos de contabilização mensais, definidos a partir do primeiro dia até o último dia de cada mês, não havendo distinção entre os CCTs alocados na Fase I ou II.

O valor econômico resultante da liquidação de um CCT é baseado na quantidade de energia transferida financeiramente e na diferença de PLDs entre o submercado de retirada (consumo) e o submercado de injeção (geração) designados no CCT, calculados a cada hora da operação. O resultado financeiro pode ser um crédito, mas também pode ser um débito ao proprietário do CCT.

O Teste de Viabilidade Simultânea da Fase I, juntamente com o conjunto de restrições dos estágios de alocação da Fase II (Teste de Viabilidade Simultânea implícito), garantem que sob condições normais, quando o despacho centralizado segue o Planejamento da Operação previamente elaborado, haverá recursos financeiros suficientes para cumprir todos os pagamentos resultantes dos CCTs.

No entanto, ao acontecer uma falha no Sistema de Transmissão e o Planejamento da Operação esperado não se verificar, há a possibilidade de ocorrer insuficiência de recursos financeiros para pagamento integral aos proprietários dos CCTs alocados. Por isso ao final de cada período de comercialização deve ser calculado o Fator de Redução para Pagamentos de Contratos de Congestionamento da Transmissão (FRPCCT).

Na condição de insuficiência de recursos, o FRPCCT é um ajuste necessário e que obrigatoriamente deve ser aplicado a todos os CCTs para garantir a proporcionalidade igualitária de pagamentos e o rateio das perdas financeiras. Este Fator é semelhante ao FAPTCC, calculado na Fase I para cada período de comercialização “j”.

O FRPCCT deve ser calculado de acordo com as Equações 4.24 a 4.27:

Se

$$\sum EF_j \geq \sum P\_CCT_j \quad 4.24$$

então:

$$FRPCCT_j = 1 \quad 4.25$$

Se:

$$\sum EF_j < \sum P\_CCT_j \quad 4.26$$

então:

$$FRPCCT_j = \frac{\sum EF_j}{\sum P\_CCT_j} \quad 4.27$$

onde:

$\sum EF_j$  : somatório de recursos financeiros que compõem o fundo responsável pelos pagamentos resultantes da liquidação do Mercado de CCTs, disponível ao final do período de comercialização “j” – (R\$);

$\sum P\_CCT_j$  : somatório de pagamentos devidos aos proprietários dos Contratos de Congestionamento da Transmissão, resultantes ao final do período de comercialização “j” – (R\$);

$FRPCCT_j$  : Fator de Redução para Pagamento de Contratos de Congestionamentos da Transmissão para aplicação no período de Comercialização “j”.

A diferença entre o crédito devido e o valor do pagamento efetivamente realizado na liquidação dos CCTs, quando  $FRPTCC < 1$ , é designada Pagamento Residual de CCTs.

Quando o  $FRPTCC = 1$ , e houver saldo positivo no fundo de recursos responsável pelos pagamentos resultantes da liquidação dos CCTs, o recurso disponível deve ser utilizado para quitar eventuais Pagamentos Residuais pendentes dos períodos de comercialização que antecederam “ $j$ ”.

Os valores arrecadados pelos prêmios pagos na aquisição dos CCTs no leilão que oferta contratos válidos para o período de comercialização “ $j$ ” também são destinados para quitar os Pagamentos Residuais pendentes dos períodos antecessores de “ $j$ ” e as sobras, se houver, são destinadas à parcela de recursos da Fase II para planejamento do leilão que oferta contratos para o período de comercialização “ $j+1$ ”.

#### **4.9 Conclusão**

O conjunto de regras da Proposta de Gerenciamento do Congestionamento da Transmissão para Sistemas Hidrotérmicos está dividido em duas Fases, detalhadas de forma seqüencial para melhor entendimento da estrutura e funcionamento da metodologia para alocação de CCTs no mercado.

Esta divisão em Fases distintas é resultado da aplicação das características obtidas e discutidas pela análise dos Direitos de Transmissão e do MRE, conforme descrito nos Capítulos 2 e 3.

A Fase I destina-se a atender os agentes proprietários de usinas que compartilham o resultado do *pool* de geração hidrelétrica e têm com objetivo alocar CCTs a estes agentes, de acordo com seus interesses e suas perspectivas do fluxo financeiro resultante do MRE, para que possam compensar possíveis exposições financeiras negativas.

A Fase II é de livre participação a todos os agentes do mercado, que sob condições de competitividade buscam obter CCTs para proteção contra a incerteza de custos advindos do congestionamento da transmissão, de acordo com seus interesses de comercialização de energia. A subdivisão da Fase II é resultado da avaliação de princípios que cercam a estrutura de mercado para formação do Excedente Financeiro. Cada etapa para aprovação de CCTs tem critérios distintos cujos resultados somados ao final do encadeamento de

regras resultam num objetivo conjunto para atender o interesse da maior parte dos agentes do mercado.

De forma simplificada, a etapa de Compensação de Fluxos aumenta a quantidade de CCTs alocados no mercado, enquanto a etapa de Alocação Competitiva garante uma oferta mínima de CCTs em todos os intercâmbios do sistema e aprova as solicitações mais competitivas.

Diversos cenários podem ser definidos com intuito de obter melhor interpretação e entendimento das regras da proposta apresentada neste trabalho e isto será objeto do Capítulo 5.



## ***CAPÍTULO*** ***5***

## ***APLICAÇÃO DA*** ***METODOLOGIA PROPOSTA***

***E**ste capítulo apresenta a aplicação da proposta de Contratos de Congestionamento da Transmissão por meio de um exemplo que emula um determinado período de comercialização baseado em dados obtidos em simulações de otimização do planejamento da operação. Este exemplo detalha as condições do cenário, seguido da aplicação das regras do mercado, a liquidação financeira do mercado, ressaltando os principais resultados obtidos.*

## 5.1 Cenário de Operação do Exemplo Numérico

Este capítulo demonstra a aplicação das regras apresentadas no Capítulo 4 com um cenário que utiliza dados de simulação de otimização do planejamento da operação e de acordo com a própria definição da proposta considera o SEB como sistema de referência.

O exemplo apresenta resultados do planejamento para um período de comercialização de doze meses, com alocação de CCTs realizada a cada mês, sendo permitido aos agentes requerentes de CCTs na Fase I que possam diferenciar pedidos para Período Úmido e Seco.

Para evitar uma demonstração muito extensa de resultados, sem perder o detalhamento da aplicação, a alocação que considera as regras da Fase II será demonstrada somente para o primeiro mês do período de comercialização.

Considera-se que todo esse processo para alocação de CCTs, em ambas as fases, acontece num período que antecede o início do período de comercialização planejado.

Os CCTs para esta aplicação são do tipo Obrigação e com capacidade constante para as 24 horas de cada dia.

## 5.2 Processo de Alocação – Fase I

O processo para alocação de CCTs na Fase I, definido para realizar a distribuição de contratos aos agentes integrantes do mecanismo que compartilha o resultado do *pool* de geração hidrelétrica do sistema, conforme definições e regras apresentadas na Seção 4.4.

### 5.2.1 Entrega dos Pedidos para Distribuição de CCTs

A Tabela 5.1 apresenta o somatório dos pedidos de CCTs encaminhados para alocação na Fase I com vigência durante o Período Seco e a Tabela 5.2 apresenta o somatório equivalente para os pedidos com vigência durante o Período Úmido.

Tabela 5.1 – Pedidos para Alocação de CCTs – Período Seco – Fase I

Pedidos para Alocação Fase I Período Seco (MW_Medios)			Submercado Retirada			
			SE	S	NE	N
Submercado Injeção	SE	2.327	-	716	492	1.119
	S	1.100	705	-	155	239
	NE	849	510	85	-	255
	N	575	383	92	100	-

Tabela 5.2 – Pedidos para Alocação de CCTs – Período Úmido – Fase I

Pedidos para Alocação Fase I Período Úmido (MW_Medios)			Submercado Retirada			
			SE	S	NE	N
Submercado Injeção	SE	3.669	-	2.595	447	626
	S	1.148	825	-	143	179
	NE	841	382	306	-	153
	N	799	408	275	117	-

A capacidade total requerida pelas usinas com direito a alocação de CCTs na Fase I está dentro do limite estabelecido para esta fase, ou seja, os pedidos dos proprietários não ultrapassaram o montante de 20% da energia assegurada de cada usina integrante do MRE.

### 5.2.2 Aplicação do Teste de Viabilidade Simultânea

O Teste de Viabilidade Simultânea da Fase I deve ser realizado para se determinar o Fator de Ajuste para Pedidos de Contratos de Congestionamento da Transmissão – FAPCCT que será aplicado a cada pedido de CCT.

O primeiro passo consiste em obter o  $\sum EF_j'$ , que representa o somatório de recursos financeiros previsto para ser arrecadado por meio do Excedente Financeiro a cada mês do período de comercialização planejado.

A Tabela 5.3 apresenta a previsão, baseada em estudos da operação do sistema, de arrecadação do Excedente Financeiro para o período de 12 meses considerados no planejamento.

**Tabela 5.3 – Previsão de Excedente Financeiro**

Mês	Valor Total
1	R\$ 24.447.349,70
2	R\$ 17.651.065,00
3	R\$ -
4	R\$ -
5	R\$ 28.930.025,35
6	R\$ 74.136.367,89
7	R\$ 83.091.785,25
8	R\$ 3.927.983,80
9	R\$ 3.097.115,83
10	R\$ 2.903.644,00
11	R\$ 13.741.160,00
12	R\$ 16.232.780,00

O segundo passo consiste em calcular o  $\sum P\_CCT'_i - 1_j$ , que representa o somatório de pagamentos previstos aos proprietários dos Contratos de Congestionamento da Transmissão submetidos à aprovação na Fase I, restrita aos agentes do MRE, a serem efetuados ao final do período de comercialização “j”.

Este cálculo é realizado a partir da Equação 4.10 e considera inicialmente que a capacidade dos CCTs para aprovação é igual ao somatório de todos os pedidos encaminhados pelos agentes participantes da Fase I, justamente para avaliar se todo o conjunto de pedidos pode ser alocado integralmente.

A Tabela 5.4 apresenta a previsão de pagamentos para alocação integral dos CCTs requeridos.

Tabela 5.4 – Previsão de Pagamentos aos CCTs Requeridos

Mês	Valor Total
1	R\$ 3.103.472,57
2	R\$ 5.436.163,36
3	R\$ -
4	R\$ -
5	<b>-R\$ 1.284.181,72</b>
6	R\$ 1.043.682,52
7	R\$ 5.780.239,83
8	R\$ 4.536.942,57
9	R\$ 3.986.697,14
10	R\$ 4.056.567,56
11	R\$ 3.498.911,57
12	R\$ 4.131.907,49

O valor negativo apresentado no mês 5, conforme Tabela 5.4, representa que neste período não haverá comprometimento dos recursos do fundo responsável pelos pagamentos dos CCTs e ainda haverá um desembolso por parte dos proprietários dos CCTs, pois o fluxo predominante de energia contratada está sendo solicitada no sentido inverso ao fluxo previsto na programação da operação, e desta forma, o proprietário com CCT nesta situação acaba devolvendo o recurso financeiro proporcional à capacidade contratada e a diferença de preços entre o submercado que esta recebendo a energia e o submercado que esta entregando a energia, uma vez que está contratando energia com preço mais caro para transportar para um submercado com preço mais barato.

O próximo passo do Teste de Viabilidade Simultânea é calcular o  $FAPCCT_I_I_j$  que deve ser aplicado a cada mês do período de comercialização para ajustar a capacidade dos pedidos para alocação de CCTs.

A Tabela 5.5 apresenta os resultados obtidos de acordo com as definições apresentadas nas Equações 4.6 a 4.9.

Tabela 5.5 – Resultados do Teste de Viabilidade Simultânea – Fase I

Mês	$EF'$	$EF'/2$	$\sum P\_CCT'_I\_1$	$FAPCCT_I\_1$
1	R\$ 24.447.349,70	R\$ 12.223.674,85	R\$ 3.103.472,57	1,0000
2	R\$ 17.651.065,00	R\$ 8.825.532,50	R\$ 5.436.163,36	1,0000
3	R\$ -	R\$ -	R\$ -	1,0000
4	R\$ -	R\$ -	R\$ -	1,0000
5	R\$ 28.930.025,35	R\$ 14.465.012,68	R\$ (1.284.181,72)	1,0000
6	R\$ 74.136.367,89	R\$ 37.068.183,95	R\$ 1.043.682,52	1,0000
7	R\$ 83.091.785,25	R\$ 41.545.892,63	R\$ 5.780.239,83	1,0000
8	R\$ 3.927.983,80	R\$ 1.963.991,90	R\$ 4.536.942,57	0,4329
9	R\$ 3.097.115,83	R\$ 1.548.557,92	R\$ 3.986.697,14	0,3884
10	R\$ 2.903.644,00	R\$ 1.451.822,00	R\$ 4.056.567,56	0,3579
11	R\$ 13.741.160,00	R\$ 6.870.580,00	R\$ 3.498.911,57	1,0000
12	R\$ 16.232.780,00	R\$ 8.116.390,00	R\$ 4.131.907,49	1,0000

Na Tabela 5.5 é possível observa-se que os resultados do Teste de Viabilidade Simultânea indicam que nos meses 8, 9 e 10 do período de comercialização estabelecido há necessidade de ajustar os pedidos para alocação de CCTs, reduzindo as capacidades requeridas. Nos demais meses não há esta necessidade e os pedidos podem ser atendidos com alocação integral dos CCTs requeridos.

Os valores do somatório de pagamentos previstos aos proprietários dos CCTs ( $\sum P\_CCT'_I\_1$ ), apresentados na quarta coluna da Tabela 5.5, representam o resultado líquido para cada período de comercialização, ou seja, já estão incluídos os valores previstos para liquidação financeira de contratos com valores econômicos positivos e negativos.

O cálculo do somatório de pagamentos previstos aos proprietários dos CCTs, aprovados na Fase I, a serem efetuados ao final do período de comercialização “j”,  $\sum P\_CCT'_I\_1$ , deve ser realizado novamente ao encerrar o Teste de Viabilidade Simultânea, desta vez considerando a capacidade dos CCTs devidamente aprovada após ajuste dos pedidos, conforme aplicação do  $FAPCCT_I\_1$ .

### 5.3 Processo de Alocação – Fase II

O processo para alocação de CCTs na Fase II, definido para ser realizado por meio de um Leilão de livre participação aos agentes do mercado, segue as definições e regras apresentadas na Seção 4.5.

A Tabela 5.6 apresenta o resumo das solicitações para compra de CCTs, propostas pelos participantes do Leilão, de acordo com somatório de capacidade dos contratos desejados em cada submercado, distribuídos nos respectivos intercâmbios do sistema.

**Tabela 5.6 – Resumo das Solicitações Propostas para Compra de CCTs no Leilão**

Solicitações Propostas para Compra de CCTs no Leilão (MW_Médios)			Submercado Retirada			
			SE	S	NE	N
Submercado Injeção	SE	5.890	-	3.427	1.784	679
	S	1.363	1.113	-	250	-
	NE	3.590	1.898	980	-	712
	N	2.009	854	367	788	-

A Figura 5.1 apresenta um esquema ilustrativo das solicitações propostas no Leilão.

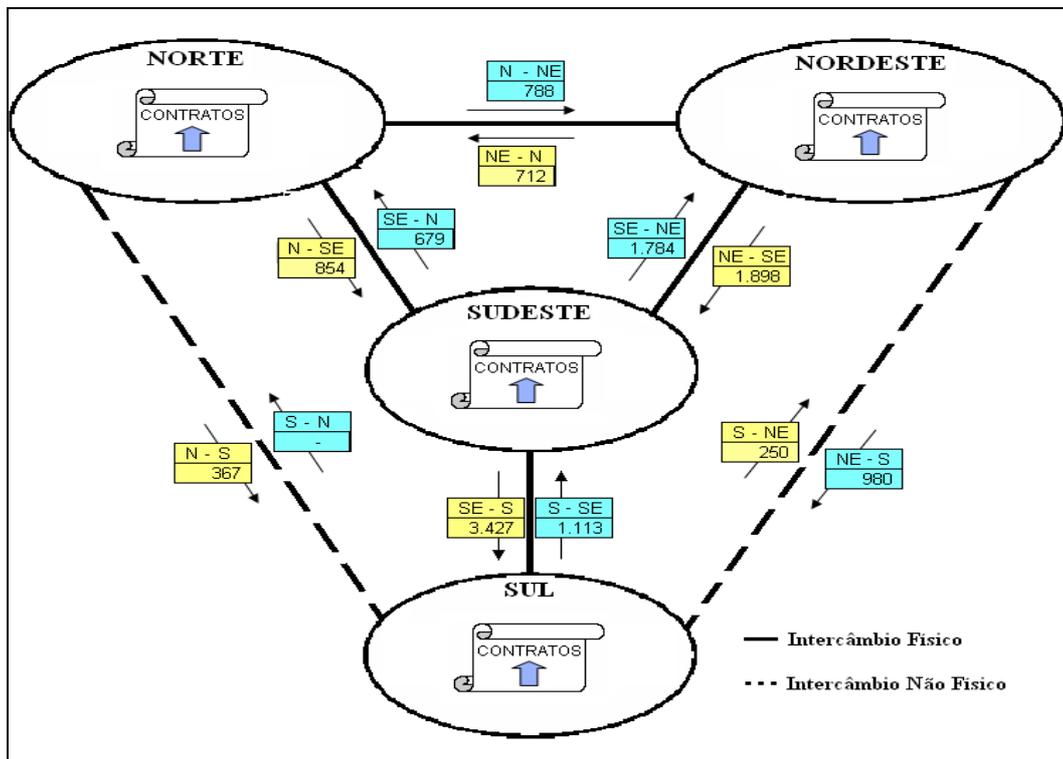


Figura 5.1 – Esquema Representativo das Solicitações para Compra de CCTs no Leilão

### 5.3.1 Alocação por Compensação de Fluxos

O mecanismo da etapa que promove a compensação de fluxos aprova os CCTs de acordo com os contra-fluxos estabelecidos pelas solicitações encaminhadas pelos participantes do Leilão, conforme condições estabelecidas nas Equações 4.11 a 4.16.

A Tabela 5.7 apresenta o resultado dos CCTs aprovados pelo equilíbrio e sobreposição dos fluxos resultantes das propostas participantes do Leilão.

Tabela 5.7 – Aprovação de CCTs no Processo de Compensação de Fluxos

Aprovação de CCTs Compensação de Fluxos (MW_Médios)			Submercado Retirada			
			SE	S	NE	N
Submercado Injeção	SE	3.576	-	1.113	1.784	679
	S	1.363	1.113	-	250	-
	NE	2.746	1.784	250	-	712
	N	1.391	679	-	712	-

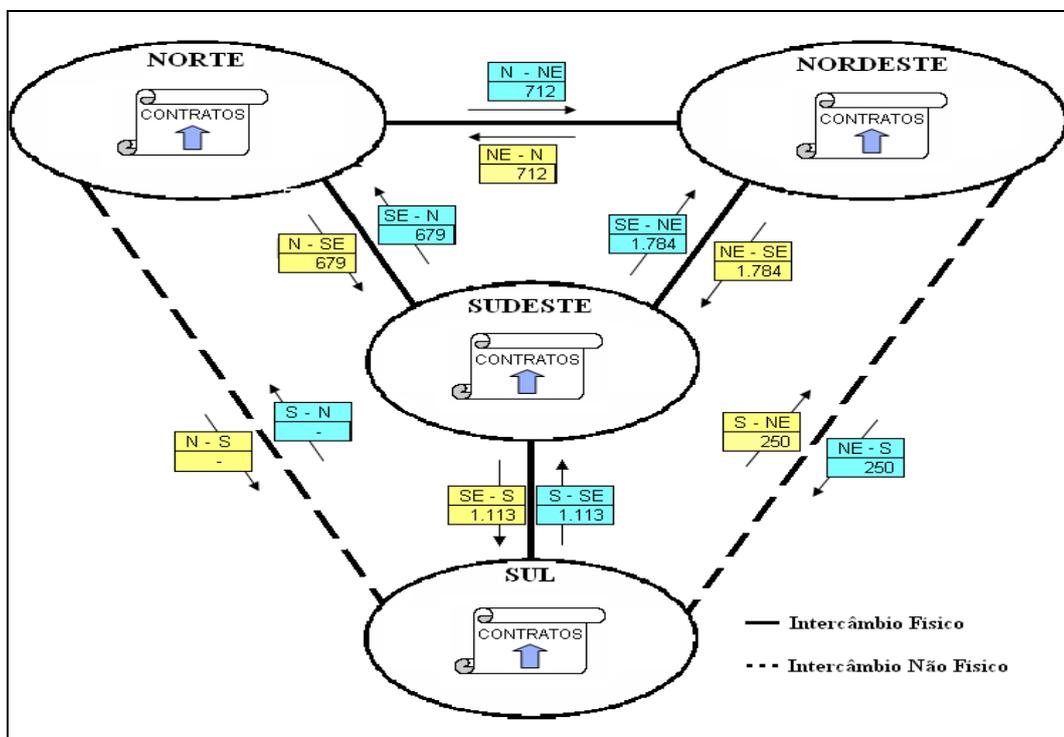


Figura 5.2 – Esquema Representativo dos CCTs Aprovados por Compensação de Fluxos

A Figura 5.2 apresenta o esquema ilustrativo do mecanismo de aprovação de contratos, cujos intercâmbios sobre um mesmo caminho resultam em fluxo líquido nulo. Por isso, não há comprometimento de recursos financeiros para aprovação destes CCTs.

A Tabela 5.8 apresenta as solicitações para compra de CCTs remanescentes, após definição da primeira etapa de aprovação de contratos no Leilão, que serão submetidas ao mecanismo de Alocação Competitiva.

Tabela 5.8 – Solicitações para Compra de CCTs Remanescentes após Compensação de Fluxos

Solicitações para Compras de CCTs 2º Estágio (MW_Medios)			Submercado Retirada			
			SE	S	NE	N
Submercado Injeção	SE	2.314	-	2.314	-	-
	S	-	-	-	-	-
	NE	844	114	730	-	-
	N	618	175	367	76	-

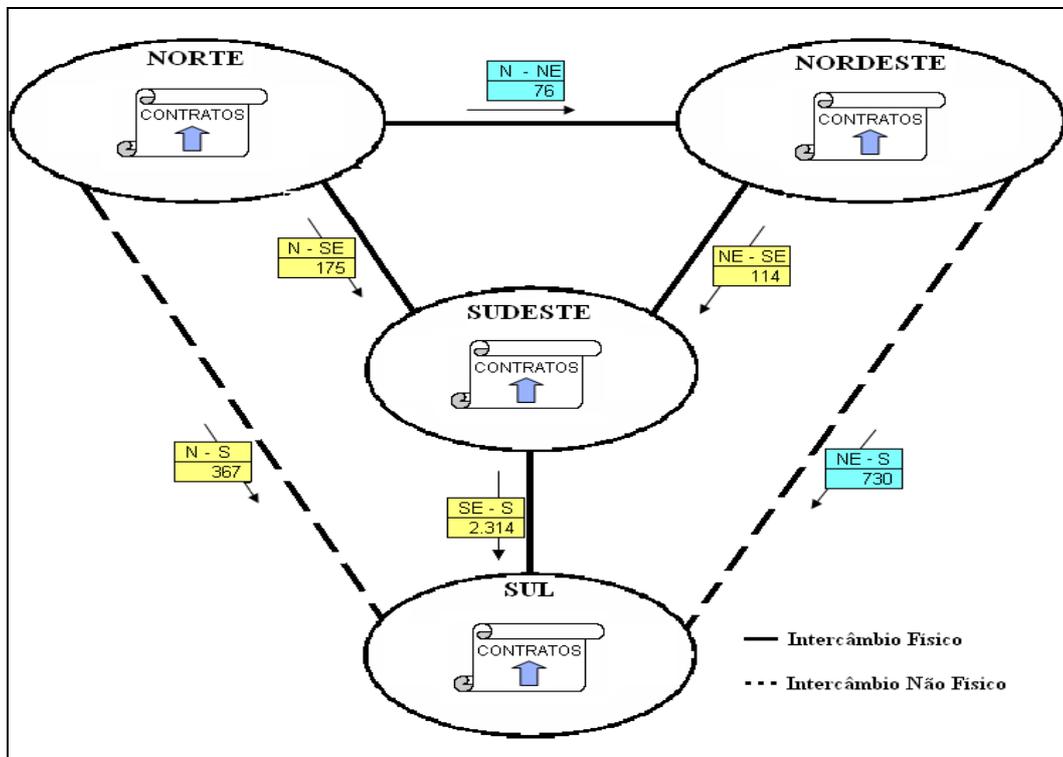


Figura 5.3 – Esquema ilustrativo de Solicitações Remanescentes após Compensação de Fluxos

### 5.3.2 Definição Inicial de Produtos

Os produtos (CCTs) inicialmente ofertados no Leilão são definidos de acordo com a disponibilidade de recursos financeiros destinados à Fase II e que corresponde ao valor de saldo no fundo de recursos, após alocação da Fase I.

O cálculo do montante de recursos financeiros disponível para aprovação de CCTs na Fase II, válidos para o mês 1, é realizado com auxílio da Equação 4.17:

$$R'_{II\_2_1} = \text{R\$}24.447.349,70 - \text{R\$}3.103.472,57 = \text{R\$}21.343.877,13 \quad 5.1$$

A formação das parcelas dedicadas à definição inicial da capacidade disponível dos CCTs em cada intercâmbio do sistema segue critério da distribuição proporcional de

acordo com os indicativos de solicitações para compra de CCT que são submetidas ao processo de Alocação Competitiva.

A Tabela 5.9 apresenta o resultado das parcelas destinadas ao cálculo da capacidade máxima disponível de CCTs em cada intercâmbio de acordo com o critério de distribuição definido a partir da concepção estrutural da Tabela 4.3.

**Tabela 5.9 – Distribuição de Recursos para Definição Inicial dos Produtos (CCTs)**

Recurso Disponível para Alocação Inicial de CCTs na Fase II (R\$)			Submercado Retirada			
			SE	S	NE	N
Submercado Injeção	SE	R\$ 15.508.457,05	R\$ -	R\$ 15.508.457,05	R\$ -	R\$ -
	S	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
	NE	R\$ 2.945.740,44	R\$ 2.315.270,88	R\$ 630.469,57	R\$ -	R\$ -
	N	R\$ 2.889.679,64	R\$ 1.910.796,65	R\$ 520.327,51	R\$ 458.555,48	R\$ -
			<b>Total Geral</b>			<b>R\$ 21.343.877,13</b>

O cálculo individualizado da capacidade máxima disponível de CCTs em cada intercâmbio, utiliza-se da Equação 4.20 e os resultados obtidos da disponibilidade para aprovação na etapa de Alocação Competitiva são apresentados na Tabela 5.10.

**Tabela 5.10 – Capacidade Máxima de CCTs Disponível para Aprovação na Etapa Inicial de Alocação Competitiva**

Capacidade Máxima Disponível para Alocação Competitiva (MW Médios)		Submercado Retirada			
		SE	S	NE	N
Submercado Injeção	SE	-	2.211	-	-
	S	-	-	-	-
	NE	78	17	-	-
	N	205	32	99.999	-

O intercâmbio N-NE com capacidade de alocação igual 99.999, apresentado na Tabela 5.10, indica que não há limite para aprovação, e isto acontece devido ao fato que

este intercâmbio indica sentido contrário à previsão da programação de operação e, por isso, não compromete a utilização dos recursos financeiros necessários para efetuar os futuros pagamentos dos CCTs aprovados.

### 5.3.3 Alocação Competitiva – Etapa Inicial

Uma vez definidas a capacidade máxima de CCTs inicialmente disponíveis aplica-se o mecanismo definido pelas Equações 4.21 e 4.22 para se obter a capacidade de CCTs para aprovação nesta etapa inicial de Alocação Competitiva.

*Max*

$$P_{j\ SE-S} * CCT_{2_{j\ SE-S}} + P_{j\ NE-SE} * CCT_{2_{j\ NE-SE}} + P_{j\ NE-S} * CCT_{2_{j\ NE-S}} + P_{j\ E-SE} * CCT_{2_{j\ N-SE}} + P_{j\ N-S} * CCT_{2_{j\ N-S}} + P_{j\ N-NE} * CCT_{2_{j\ N-NE}} \quad 5.2$$

*Sujeito a*

$$0 \leq CCT_{2_{j\ SE-S}} \leq 2211 \quad 5.3$$

$$0 \leq CCT_{2_{j\ NE-SE}} \leq 78 \quad 5.4$$

$$0 \leq CCT_{2_{j\ NE-S}} \leq 17 \quad 5.5$$

$$0 \leq CCT_{2_{j\ N-SE}} \leq 175 \quad 5.6$$

$$0 \leq CCT_{2_{j\ N-S}} \leq 32 \quad 5.7$$

$$0 \leq CCT_{2_{j\ N-NE}} \leq 76 \quad 5.8$$

A Tabela 5.11 apresenta o resultado dos CCTs inicialmente aprovados no processo de Alocação Competitiva do Leilão, obtido pela verificação da capacidade máxima disponível e do montante das solicitações propostas pelos agentes para cada intercâmbio do sistema.

Tabela 5.11 – Aprovação de CCTs na Etapa Inicial de Alocação Competitiva

Aprovação de CCTs Etapa Inicial Alocação Competitiva (MW_Medios)			Submercado Retirada			
			SE	S	NE	N
Submercado Injeção	SE	2.211	-	2.211	-	-
	S	-	-	-	-	-
	NE	95	78	17	-	-
	N	283	175	32	76	-

A Figura 5.4 apresenta o esquema representativo dos CCTs inicialmente aprovados nesta segunda etapa do Leilão.

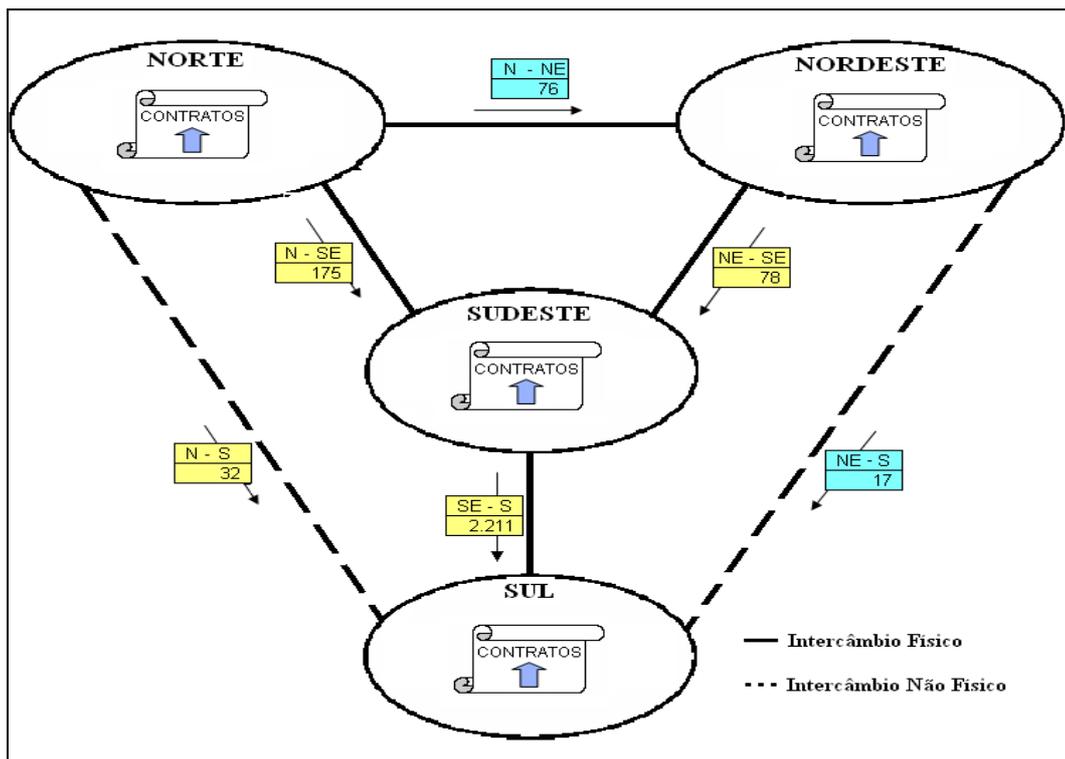


Figura 5.4 - Esquema Representativo dos CCTs Aprovados na Etapa Inicial de Alocação Competitiva

### 5.3.4 Verificação de Sobras

Com auxílio da Equação 4.23 é possível calcular o somatório de pagamentos previstos aos proprietários dos CCTs inicialmente aprovados na Fase II, conforme resultado apresentado pela Equação 5.9.

$$\sum P_{-CCT'_{II-j}} = \text{R\$ } 20.604.879,25 \quad \mathbf{5.9}$$

Comparando o montante de recursos financeiros disponíveis para a Fase II, Equação 5.1, com o valor total da previsão de pagamentos dos CCTs inicialmente aprovados, Equação 5.9, obtém-se uma sobra de recursos financeiros, conforme resultado apresentado pela Equação 5.10.

$$\text{R\$ } 21.343.877,13 - \text{R\$ } 20.604.879,25 = \mathbf{\text{R\$ } 738.997,88} \quad \mathbf{5.10}$$

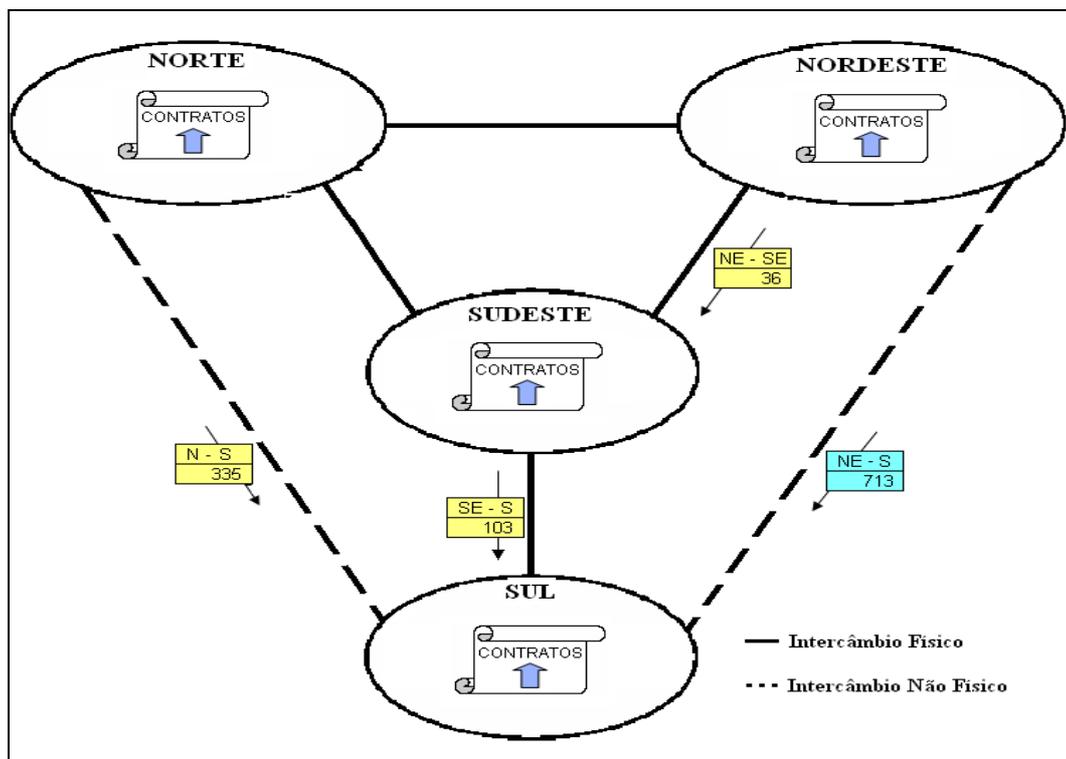
Este saldo de recursos financeiros disponível, conforme Equação 5.10, associado à existência de solicitações pendentes para compra de CCTs, após definição inicial do Leilão, permite uma definição de produtos adicionais para concorrência em uma etapa competitiva complementar direcionada a ofertar contratos nos intercâmbios onde ainda há propostas concorrentes para alocação.

A Tabela 5.12 apresenta as solicitações para compra de CCTs que são remanescentes após definição inicial da etapa inicial de Alocação Competitiva.

**Tabela 5.12 – Solicitações para Compra de CCTs Remanescentes após Etapa Inicial de Alocação Competitiva**

Solicitações Remanescentes Alocação Competitiva Inicial (MW_Medios)			Submercado Retirada			
			SE	S	NE	N
Submercado Injeção	SE	103	-	103	-	-
	S	-	-	-	-	-
	NE	749	36	713	-	-
	N	335	-	335	-	-

A Figura 5.5 apresenta o esquema representativo das solicitações remanescentes após etapa inicial de Alocação Competitiva, as quais se concentram em apenas quatro intercâmbios.



**Figura 5.5 - Esquema Representativo das Solicitações Remanescentes após Etapa inicial de Alocação Competitiva**

### 5.3.5 Definição Adicional de Produtos

A definição de produtos adicionais, que permite aumentar a capacidade inicialmente disponível de CCTs em alguns intercâmbios, segue as mesmas regras e definições da Definição de Produtos elaborada conforme Seção 5.3.2.

Neste processo de repetição da definição de produto haverá uma transferência de recursos inicialmente destinados para alguns intercâmbios que acabaram não se utilizando de toda a soma disponível, no entanto, a definição das parcelas deve continuar respeitando o critério da distribuição proporcional, conforme modelo estrutural da Tabela 4.3.

Os resultados obtidos para a capacidade máxima de CCTs disponível para aprovação em uma etapa complementar de Alocação Competitiva são apresentados na Tabela 5.13.

**Tabela 5.13 – Capacidade Máxima de CCTs Adicionais Disponível para Aprovação na Etapa Complementar de Alocação Competitiva**

Capacidade Máxima CCTs Adicionais Alocação Competitiva Complementar (MW Médios)		Submercado Retirada			
		SE	S	NE	N
Submercado Injeção	SE	-	77	-	-
	S	-	-	-	-
	NE	3	1	-	-
	N	-	6	-	-

### 5.3.6 Alocação Competitiva – Etapa Complementar

Após definição da capacidade máxima de CCTs adicionais disponível, aplica-se o mecanismo definido pelas Equações 4.21 e 4.22 para se obter a capacidade de CCTs para aprovação nesta etapa complementar de Alocação Competitiva.

Max

$$P_{jSE-S} * CCT_{2jSE-S} + P_{jNE-SE} * CCT_{2jNE-SE} + P_{jNE-S} * CCT_{2jNE-S} + P_{jN-S} * CCT_{2jN-S} \quad 5.11$$

Sujeito a

$$0 \leq CCT_{2jSE-S} \leq 77 \quad 5.12$$

$$0 \leq CCT_{2jNE-SE} \leq 3 \quad 5.13$$

$$0 \leq CCT_{2jNE-S} \leq 1 \quad 5.14$$

$$0 \leq CCT_{2jN-S} \leq 6 \quad 5.15$$

A Tabela 5.14 apresenta o resultado dos CCTs aprovados no processo de Alocação Competitiva complementar do Leilão, obtido pela verificação da capacidade máxima complementar disponível e do montante das solicitações remanescentes para cada intercâmbio do sistema, após etapa inicial de alocação competitiva.

**Tabela 5.14 – Aprovação de CCTs na Etapa Complementar de Alocação Competitiva**

Aprovação de CCTs na Etapa Complementar Alocação Competitiva (MW_Medios)			Submercado Retirada			
			SE	S	NE	N
Submercado Injeção	SE	77	-	77	-	-
	S	-	-	-	-	-
	NE	3	3	1	-	-
	N	6	-	6	-	-

### 5.3.7 Alocação Competitiva – Resultado Definitivo

O resultado definitivo do processo de Alocação Competitiva é obtido pela soma dos CCTs aprovados nas etapas inicial e complementar.

A Tabela 5.15 apresenta o resultado final de aprovação de CCTs pelo processo de Alocação Competitiva no Leilão.

Tabela 5.15 – Aprovação de CCTs por Alocação Competitiva – Resultado Final

Aprovação de CCTs Alocação Competitiva Resultado Final (MW_Medios)			Submercado Retirada			
			SE	S	NE	N
Submercado Injeção	SE	2.288	-	2.288	-	-
	S	-	-	-	-	-
	NE	99	81	18	-	-
	N	289	175	38	76	-

A Figura 5.6 apresenta o esquema representativo do resultado final dos CCTs aprovados por Alocação Competitiva no Leilão.

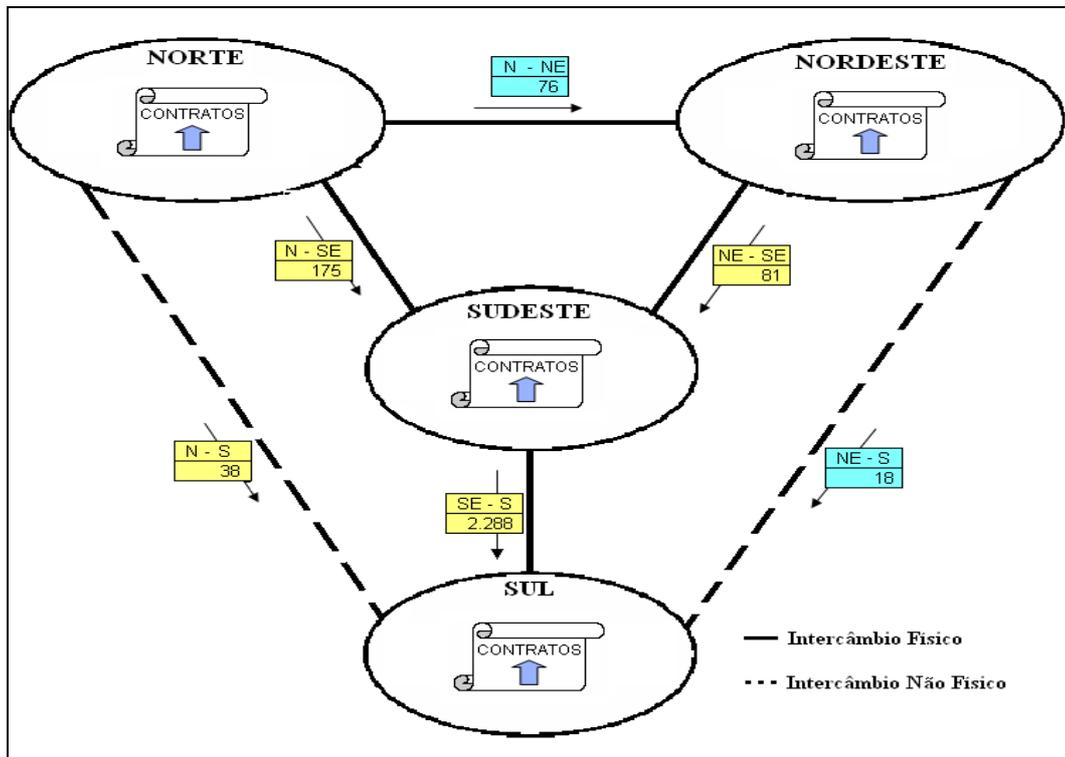


Figura 5.6 – Esquema Representativo do Resultado Final de CCTs Aprovados pelo Processo de Alocação Competitiva

### 5.3.8 Preços de Fechamento do Leilão

De acordo com a definição da Seção 4.5.5, o preço de fechamento para compra de CCTs no Leilão é do tipo discriminatório, e desta forma, cada agente vencedor deve pagar o valor da sua respectiva proposta pelo contrato alocado.

A Figura 5.7 apresenta a curva agregada das solicitações propostas para aquisição de contratos no intercambio CCT<sub>SE-S</sub>, com indicação da capacidade disponível em cada etapa do Leilão e, por consequência, a ordem de mérito que define as solicitações vencedoras.

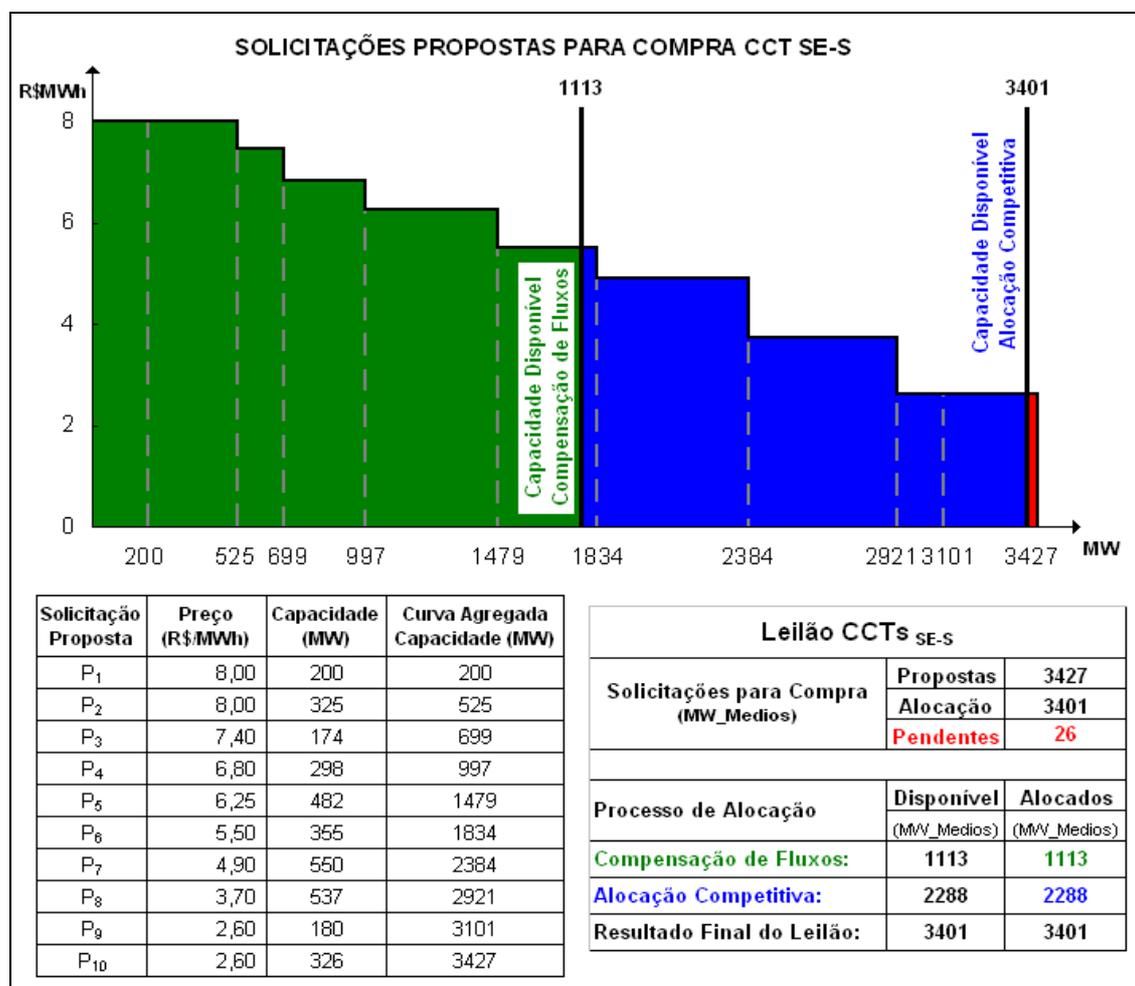


Figura 5.7 – Curva Agregada das Solicitações Propostas para Compra do CCT<sub>SE-S</sub>

O resultado de competição entre as propostas para compra de CCT<sub>SE-S</sub> demonstra que todas as Solicitações P<sub>1</sub> a P<sub>10</sub> resultam vencedoras no Leilão, sendo que as Solicitações P<sub>1</sub> a P<sub>9</sub> são alocadas integralmente, enquanto a Solicitação P<sub>10</sub> é alocada parcialmente.

A Figura 5.8 apresenta a curva agregada das solicitações propostas para aquisição de contratos no intercambio CCT<sub>SE-NE</sub>, com indicação da capacidade disponível em cada etapa do Leilão e, por consequência, a ordem de mérito que define as solicitações vencedoras.

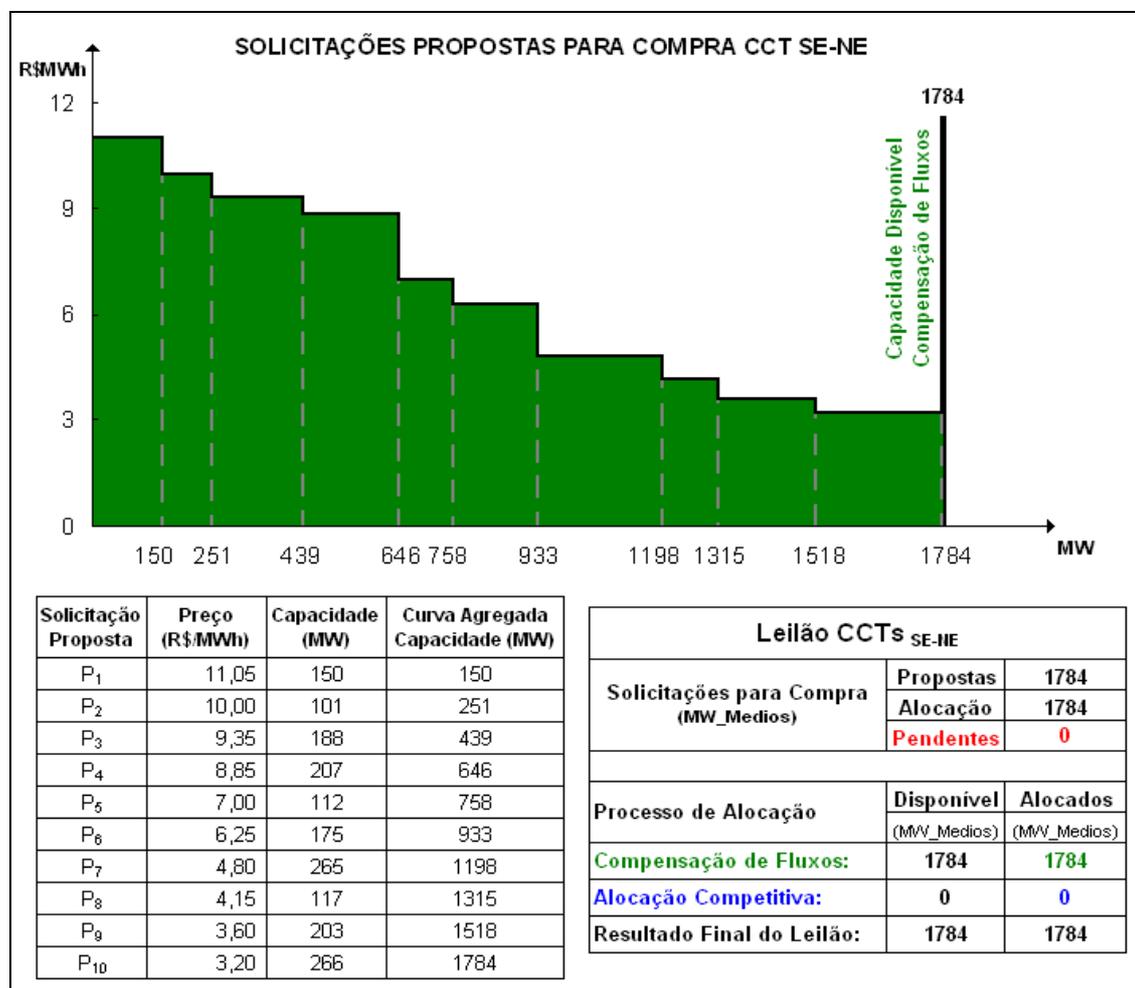


Figura 5.8 – Curva Agregada das Solicitações Propostas para Compra do CCT<sub>SE-NE</sub>

O resultado de competição entre as propostas para compra de CCT<sub>SE-NE</sub> demonstra todas as Solicitações P<sub>1</sub> a P<sub>10</sub> resultam vencedoras no Leilão, recebendo alocação integral.

A Figura 5.9 apresenta a curva agregada das solicitações propostas para aquisição de contratos no intercambio CCT<sub>SE-N</sub>, com indicação da capacidade disponível em cada etapa do Leilão e, por consequência, a ordem de mérito que define as solicitações vencedoras.

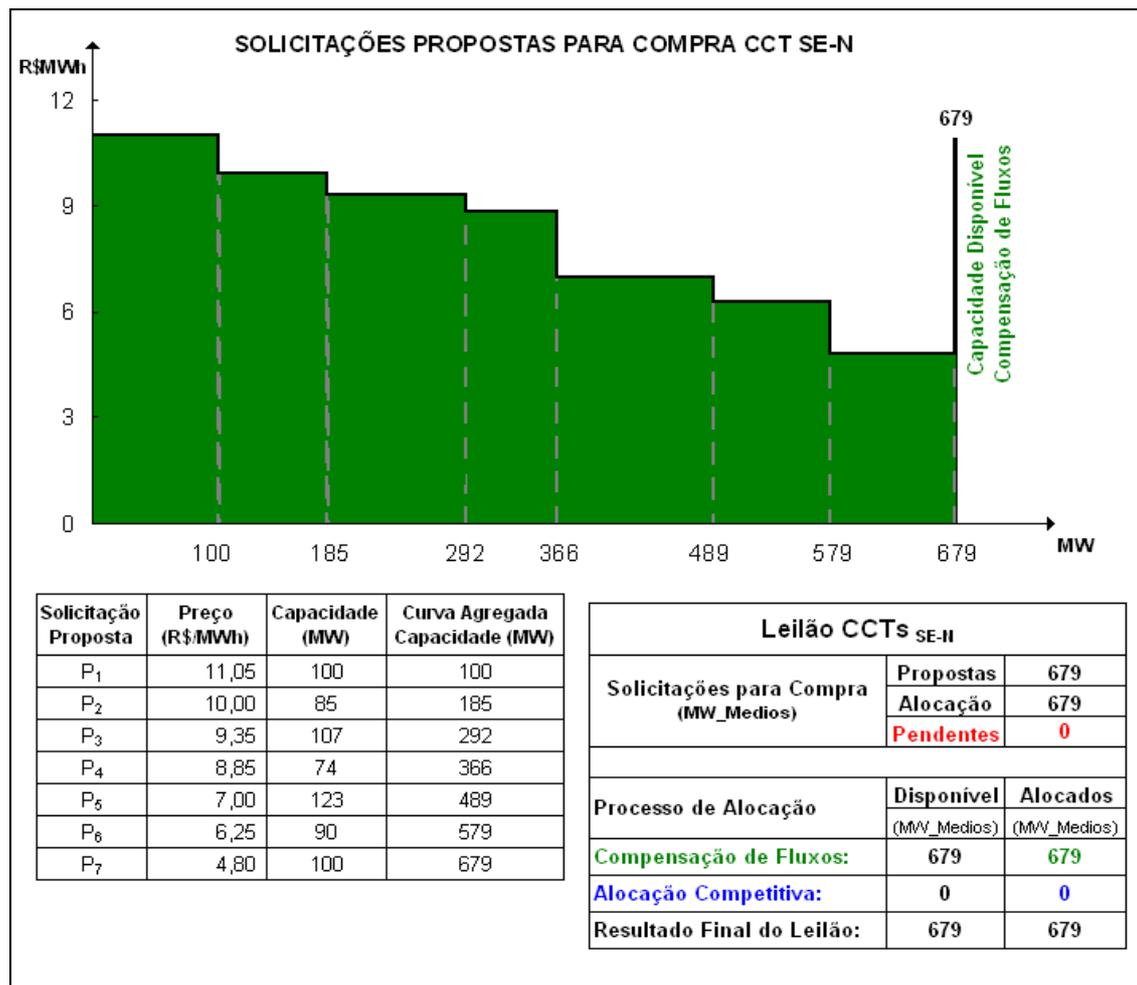


Figura 5.9 – Curva Agregada das Solicitações Propostas para Compra do CCT<sub>SE-N</sub>

O resultado de competição entre as propostas para compra de CCT<sub>SE-N</sub> demonstra que todas as Solicitações P<sub>1</sub> a P<sub>7</sub> resultam vencedoras no Leilão, recebendo alocação integral.

A Figura 5.10 apresenta a curva agregada das solicitações propostas para aquisição de contratos no intercambio CCT<sub>S-SE</sub>, com indicação da capacidade disponível em cada etapa do Leilão e, por consequência, a ordem de mérito que define as solicitações vencedoras.

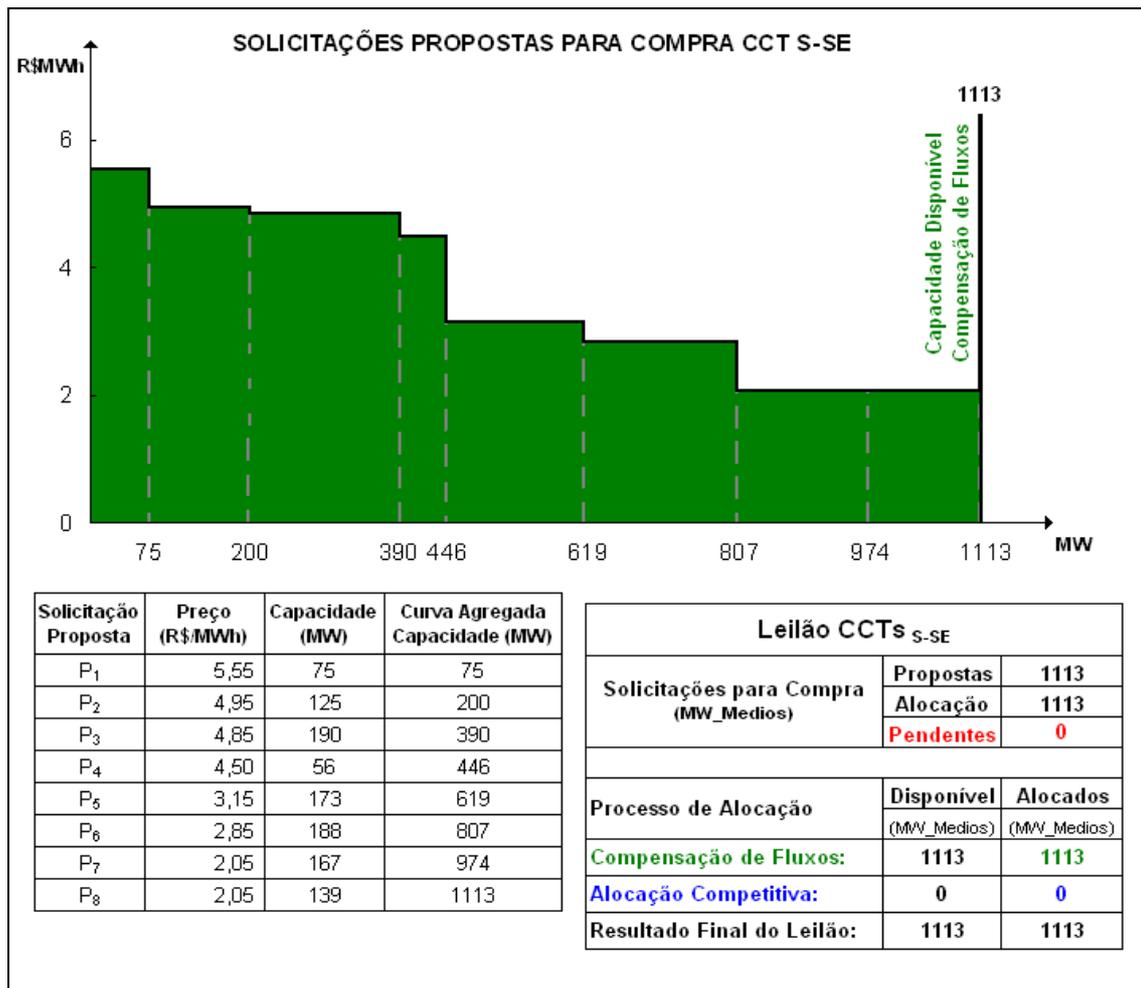


Figura 5.10 – Curva Agregada das Solicitações Propostas para Compra do CCT<sub>S-SE</sub>

O resultado de competição entre as propostas para compra de CCT<sub>S-SE</sub> demonstra que todas as Solicitações P<sub>1</sub> a P<sub>8</sub> resultam vencedoras no Leilão, recebendo alocação integral.

A Figura 5.11 apresenta a curva agregada das solicitações propostas para aquisição de contratos no intercambio CCT<sub>S-NE</sub>, com indicação da capacidade disponível em cada etapa do Leilão e, por consequência, a ordem de mérito que define as solicitações vencedoras.

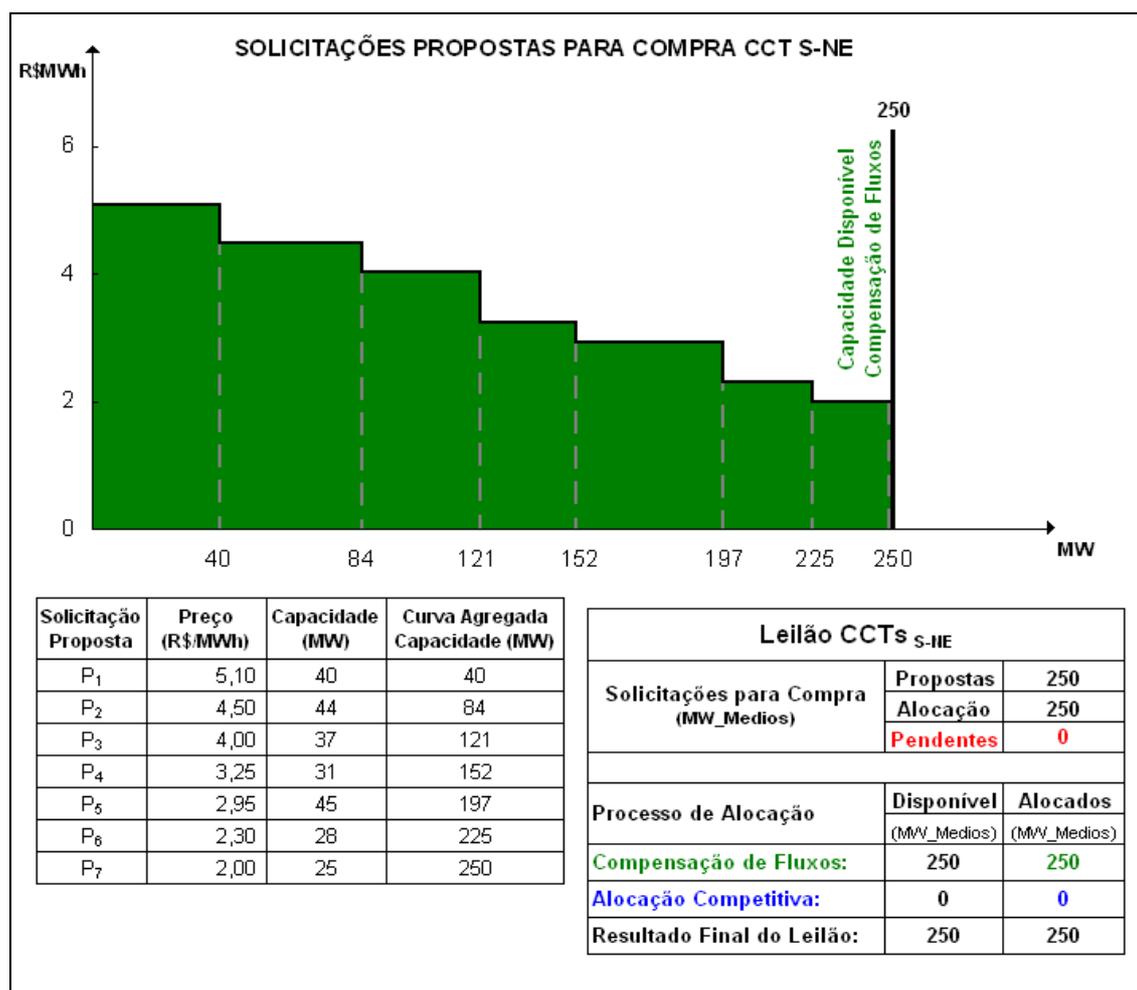


Figura 5.11 – Curva Agregada das Solicitações Propostas para Compra do CCT<sub>S-NE</sub>

O resultado de competição entre as propostas para compra de CCT<sub>S-NE</sub> demonstra que todas as Solicitações P<sub>1</sub> a P<sub>7</sub> resultam vencedoras no Leilão, recebendo alocação integral.

A Figura 5.12 apresenta a curva agregada das solicitações propostas para aquisição de contratos no intercambio CCT<sub>NE-SE</sub>, com indicação da capacidade disponível em cada etapa do Leilão e, por consequência, a ordem de mérito que define as solicitações vencedoras.

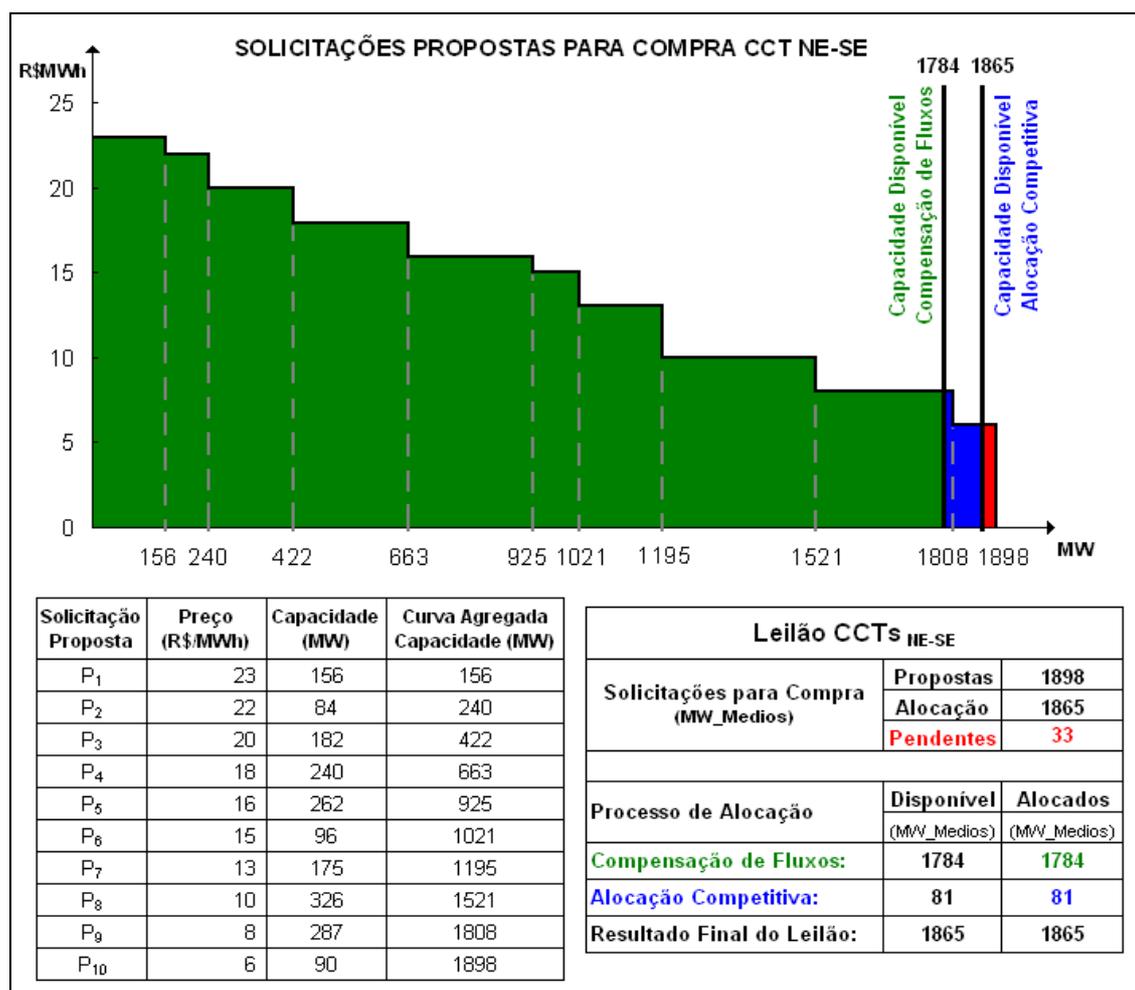


Figura 5.12 – Curva Agregada das Solicitações Propostas para Compra do CCT<sub>NE-SE</sub>

O resultado de competição entre as propostas para compra de CCT<sub>NE-SE</sub> demonstra que todas as Solicitações P<sub>1</sub> a P<sub>10</sub> resultam vencedoras no Leilão, sendo que as Solicitações P<sub>1</sub> a P<sub>9</sub> são alocadas integralmente, enquanto a Solicitação P<sub>10</sub> é alocada parcialmente.

A Figura 5.13 apresenta a curva agregada das solicitações propostas para aquisição de contratos no intercambio CCT<sub>NE-S</sub>, com indicação da capacidade disponível em cada etapa do Leilão e, por consequência, a ordem de mérito que define as solicitações vencedoras.

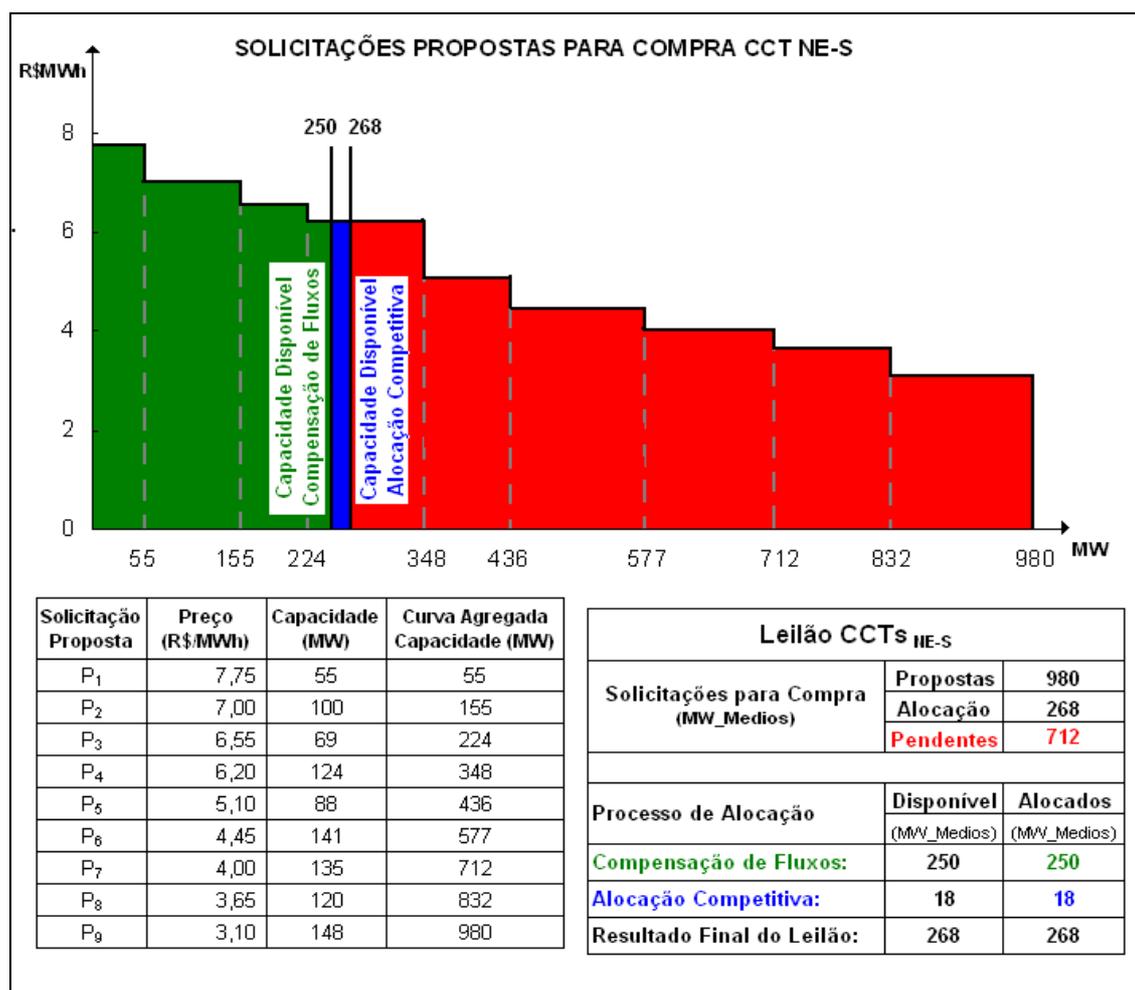


Figura 5.13 – Curva Agregada das Solicitações Propostas para Compra do CCT<sub>NE-S</sub>

O resultado de competição entre as propostas para compra de CCT<sub>NE-S</sub> demonstra que as Solicitações P<sub>1</sub> a P<sub>4</sub> resultam vencedoras no Leilão, sendo que as Solicitações P<sub>1</sub> a P<sub>3</sub> são alocadas integralmente, enquanto a Solicitação P<sub>4</sub> é alocada parcialmente.

As Solicitações P<sub>5</sub> a P<sub>9</sub> não recebem alocação.

A Figura 5.14 apresenta a curva agregada das solicitações propostas para aquisição de contratos no intercambio CCT<sub>NE-N</sub>, com indicação da capacidade disponível em cada etapa do Leilão e, por consequência, a ordem de mérito que define as solicitações vencedoras.

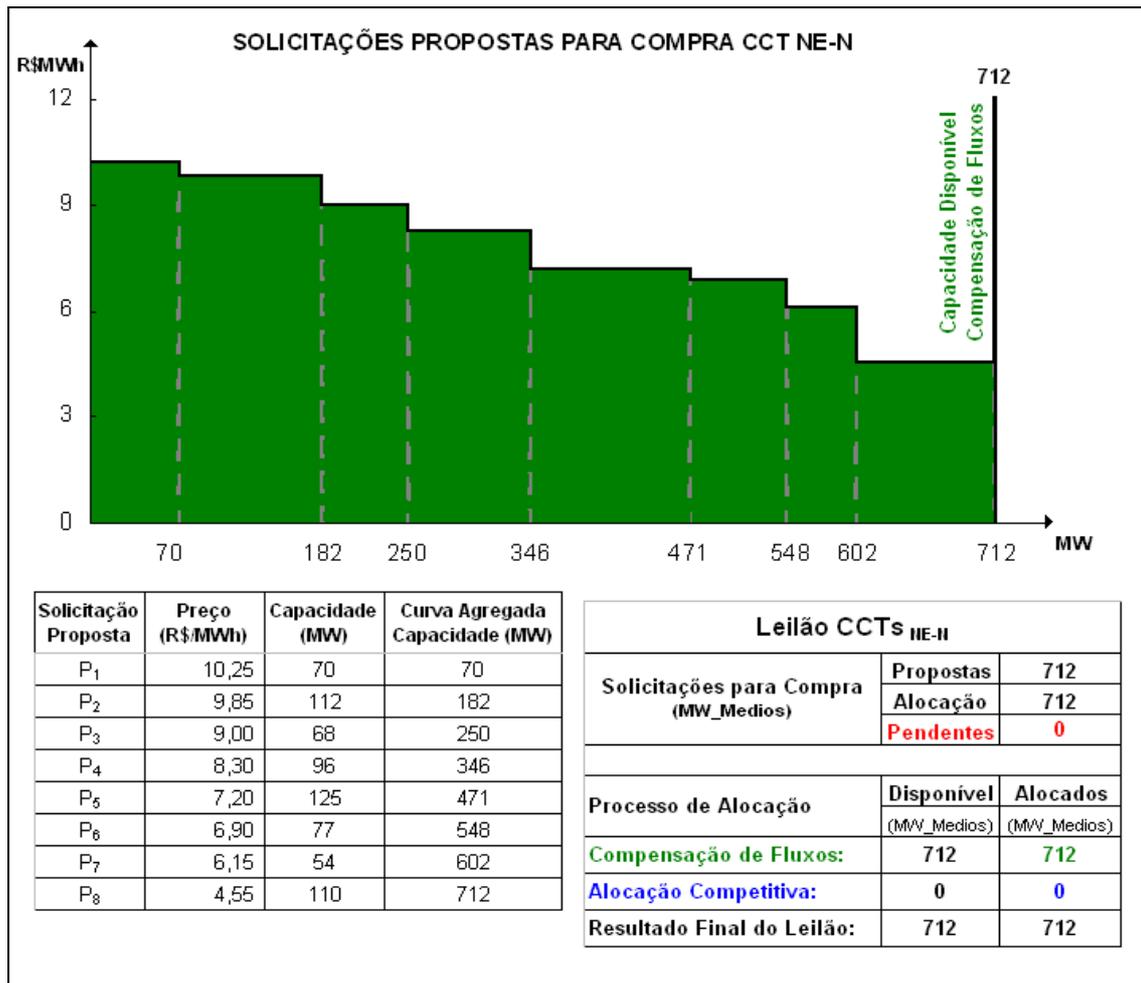


Figura 5.14 – Curva Agregada das Solicitações Propostas para Compra do CCT<sub>NE-N</sub>

O resultado de competição entre as propostas para compra de CCT<sub>NE-N</sub> demonstra que todas as Solicitações P<sub>1</sub> a P<sub>8</sub> resultam vencedoras no Leilão, recebendo alocação integral.

A Figura 5.15 apresenta a curva agregada das solicitações propostas para aquisição de contratos no intercambio CCT<sub>N-SE</sub>, com indicação da capacidade disponível em cada etapa do Leilão e, por consequência, a ordem de mérito que define as solicitações vencedoras.

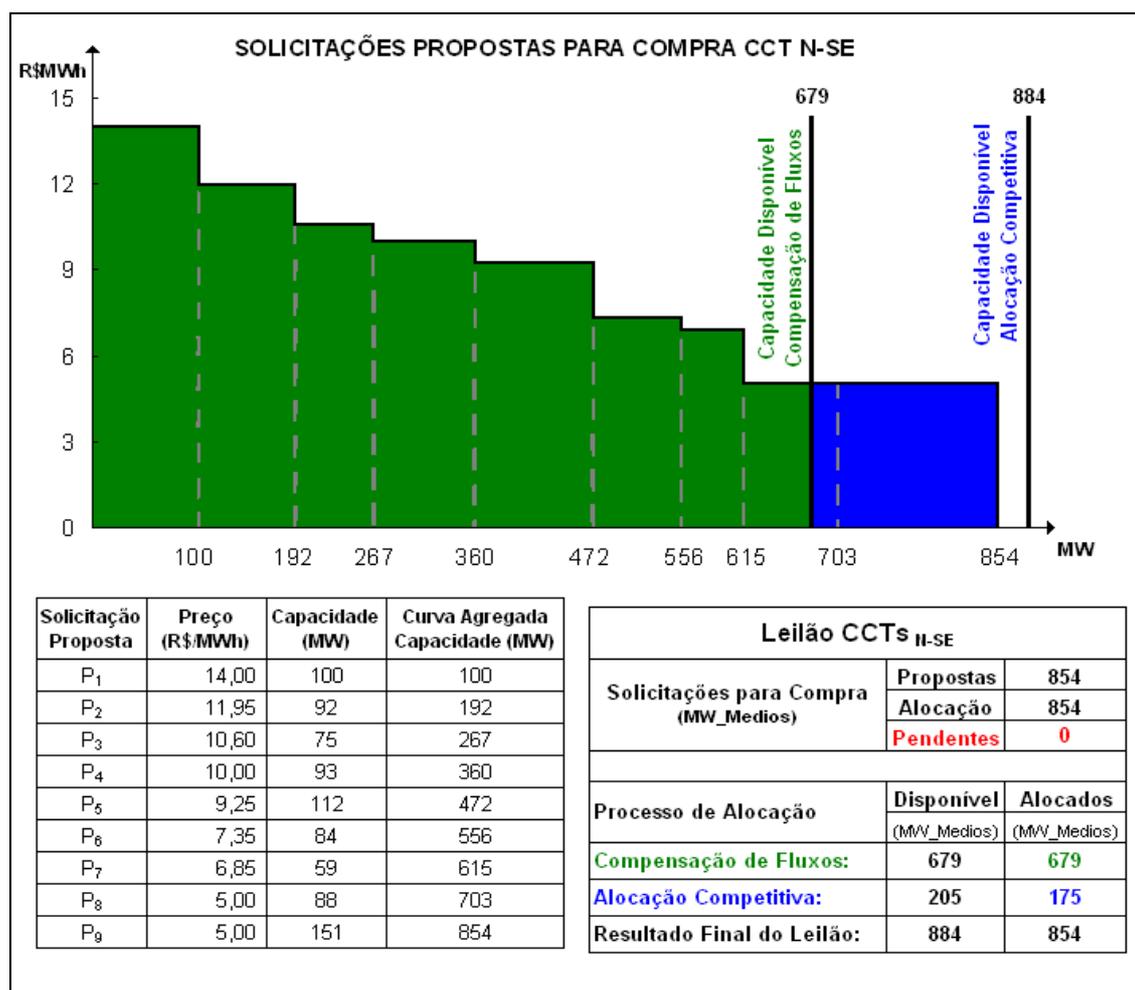


Figura 5.15 – Curva Agregada das Solicitações Propostas para Compra do CCT<sub>N-SE</sub>

O resultado de competição entre as propostas para compra de CCT<sub>N-S</sub> demonstra que todas as Solicitações P<sub>1</sub> a P<sub>9</sub> resultam vencedoras no Leilão, recebendo alocação integral.

A Figura 5.16 apresenta a curva agregada das solicitações propostas para aquisição de contratos no intercambio CCT<sub>N-S</sub>, com indicação da capacidade disponível em cada etapa do Leilão e, por consequência, a ordem de mérito que define as solicitações vencedoras.

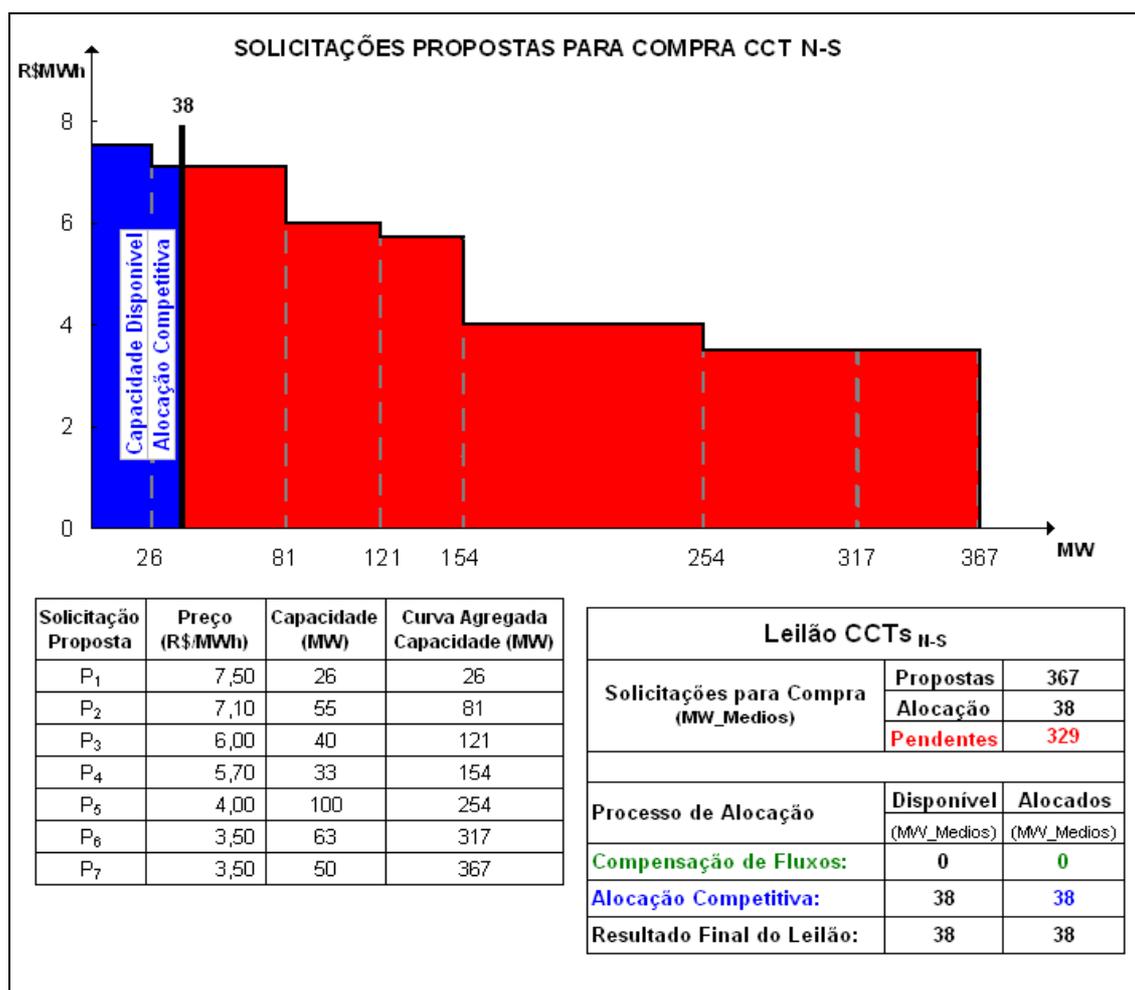


Figura 5.16 – Curva Agregada das Solicitações Propostas para Compra do CCT<sub>N-S</sub>

O resultado de competição entre as propostas para compra de CCT<sub>N-S</sub> demonstra que as Solicitações P<sub>1</sub> e P<sub>2</sub> resultam vencedoras no Leilão, sendo que a Solicitações P<sub>1</sub> é alocada integralmente, enquanto a Solicitação P<sub>2</sub> é alocada parcialmente.

As Solicitações P<sub>3</sub> a P<sub>7</sub> não recebem alocação.

A Figura 5.17 apresenta a curva agregada das solicitações propostas para aquisição de contratos no intercambio CCT<sub>N-NE</sub>, com indicação da capacidade disponível em cada etapa do Leilão e, por consequência, a ordem de mérito que define as solicitações vencedoras.

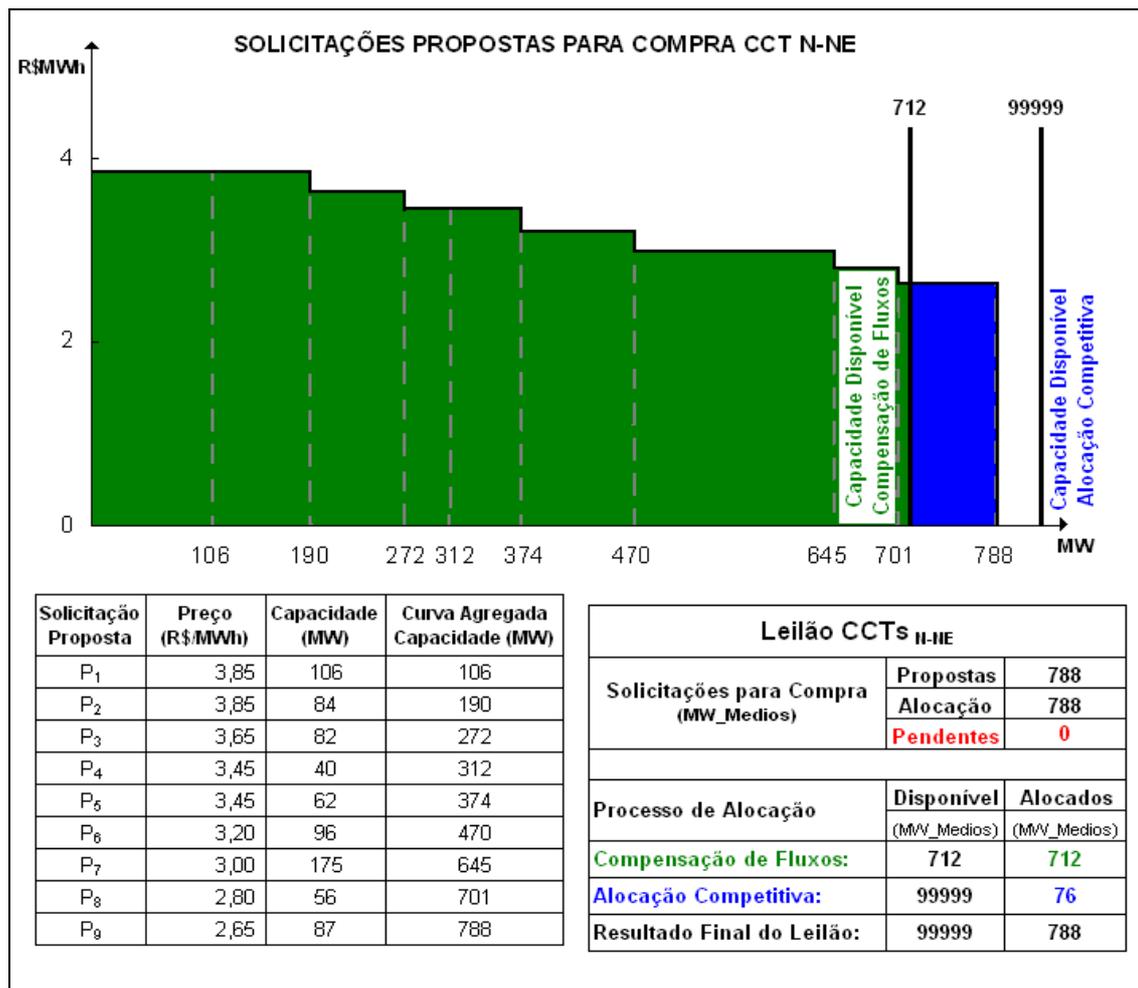


Figura 5.17 – Curva Agregada das Solicitações Propostas para Compra do CCT<sub>N-NE</sub>

O resultado de competição entre as propostas para compra de CCT<sub>N-NE</sub> demonstra que todas as Solicitações P<sub>1</sub> a P<sub>9</sub> resultam vencedoras no Leilão, recebendo alocação integral.

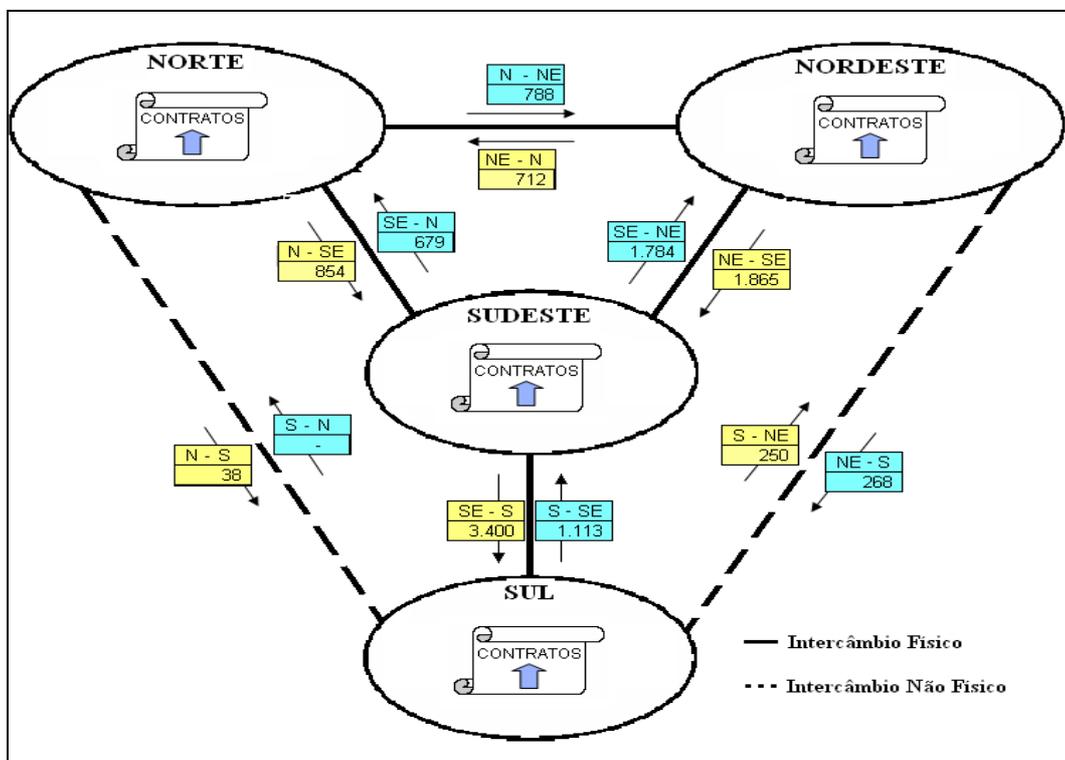
### 5.3.9 Resultado Final do Leilão

A Tabela 5.16 apresenta o resultado final do Leilão, indicando as capacidades de CCTs alocadas em cada intercâmbio do sistema.

Tabela 5.16 – Alocação de CCTs – Resultado Final do Leilão

Alocação de CCTs Resultado Final do Leilão (MW_Medios)			Submercado Retirada			
			SE	S	NE	N
Submercado Injeção	SE	5.863	-	3.400	1.784	679
	S	1.363	1.113	-	250	-
	NE	2.845	1.865	268	-	712
	N	1.680	854	38	788	-

A Figura 5.18 apresenta o esquema representativo com resultado final do Leilão indicando os CCTs alocados.



**Figura 5.18- Esquema Representativo dos CCTs Aprovados – Resultado Final do Leilão**

A Tabela 5.17 apresenta a previsão do comprometimento de recursos financeiros destinados à Fase II, de acordo com o mecanismo aplicado em cada etapa de alocação dos CCTs no Leilão.

**Tabela 5.17 – Previsão de Pagamentos CCTs Aprovados – Resultado Final do Leilão**

<b>Previsão Pagamentos CCTs Aprovados - Resultado Final Leilão</b>	<b>Mês 1</b>
1º Estágio	R\$ -
2º Estágio	R\$ 20.604.879,25
3º Estágio	R\$ 738.997,88
<b>Valor Total</b>	<b>R\$ 21.343.877,13</b>

**5.3.10 Aplicação do Resultado do Leilão**

O resultado do Leilão, obtido como arrecadação pelo pagamento dos prêmios para aquisição dos CCTs válidos para o Mês 1, é considerado como recurso financeiro disponível para compensar os Pagamentos Residuais pendentes da liquidação financeira de períodos anteriores ao Mês 1.

O período de planejamento de aplicação para este exemplo não considera um período que antecede o Mês 1, desta forma, os recursos arrecadados como resultado financeiro do Leilão serão somados a parcela de recursos disponível para a Fase II do Leilão que oferta CCTs para o Mês 2.

**5.4 Conclusão**

O exemplo numérico da proposta de gerenciamento do congestionamento da transmissão para sistemas hidrotérmicos, mesmo que aplicado sob o contexto de um cenário emulado, demonstra o encadeamento da estrutura de regras elaboradas. O

desenvolvimento de etapas passo-a-passo permite avaliar o processo sem observar com rigor a factibilidade dos resultados apresentados.

O mais importante para o momento é avaliar a composição da proposta, os detalhes condicionantes de aplicação e de que maneira os resultados são formados até chegar ao final do processo onde são aprovados e alocados os CCTs para os agentes do mercado.

De forma geral, os resultados obtidos são satisfatórios para uma análise preliminar de aplicação da proposta apresentada neste trabalho e o espaço destinado de comentários pertinentes aos pontos onde se observa alguma oportunidade de melhoria será reservado para o próximo capítulo, com escopo de considerações finais e sugestões para trabalhos futuros.



## ***CAPÍTULO***

# ***6***

## ***CONCLUSÕES***

---

***E**ste último capítulo apresenta as considerações finais sobre os assuntos abordados neste trabalho, principalmente aquelas relacionadas à proposta de gerenciamento do congestionamento da transmissão por meio de CCTs. Além disso, são apresentadas algumas sugestões para linhas de pesquisa que podem ser mais amplamente exploradas, a partir das contribuições evidenciadas neste trabalho.*

## 6.1 Considerações Finais

O problema da comercialização de energia associado com o gerenciamento do congestionamento da transmissão foi discutido neste trabalho, enfatizando o risco associado à incerteza de preços e verificando condições de mercado em alguns sistemas hidrotérmicos com predominância de geração hidrelétrica.

Para melhor compreensão do processo de gerenciamento do congestionamento da transmissão, contextualizada com as mudanças praticadas por meio da reforma da indústria e conseqüentemente na introdução da concorrência nos mercados de energia elétrica, houve necessidade de se pesquisar algumas metodologias e políticas regulatórias adotadas nos mercados em funcionamento em alguns países com sistemas hidrotérmicos, inclusive no Brasil.

O Sistema Elétrico Brasileiro – SEB tem estabelecido o Mecanismo de Realocação de Energia – MRE como procedimento financeiro para compartilhar o risco hidrológico associado à comercialização de energia para otimização do sistema hidrotérmico e não utiliza a metodologia de direitos de transmissão implementada em alguns mercados internacionais.

Uma vez definido o SEB como referência para a abordagem proposta nesta dissertação, foi realizada uma análise do MRE enquanto metodologia adotada para o compartilhamento do risco de comercialização no longo prazo, onde se evidenciam aspectos positivos e negativos.

Considera-se como aspecto positivo o mecanismo de compartilhamento da geração total de energia elétrica do sistema baseado no critério de proporcionalidade de energia assegurada de cada usina e de cada submercado.

Como aspecto negativo considera-se a limitação dada à aplicação dos recursos provenientes do Excedente Financeiro, pois é dedicado aos integrantes do MRE por meio da liquidação de exposições financeiras e caso haja sobras se destina ao pagamento de ESS. Desta forma, esse mecanismo de proteção fica restrito as usinas participantes do

MRE e não há uma sistemática competitiva para utilização dos recursos do Excedente Financeiro onde todos os participantes do mercado possam participar.

Ainda como aspecto negativo pode ser citado o fato que o próprio MRE pode expor os agentes ao risco da incerteza de preços, pois um gerador pode receber energia alocada de um submercado diferente do seu quando possui somente contratos firmados dentro do seu próprio submercado.

Neste contexto, a principal contribuição desta dissertação encontra-se na proposta apresentada para o gerenciamento do congestionamento da transmissão que considera a implementação dos CCTs por meio de uma sistemática que contempla benefícios aos integrantes do MRE e ao mesmo tempo disponibiliza os mesmos contratos aos demais agentes do mercado, cuja alocação se dá de modo competitivo, por meio de leilões públicos de livre participação a qualquer agente.

A definição do processo de alocação dos CCTs procura manter a aplicação de aspectos positivos do MRE e em contrapartida aos aspectos negativos procura adaptar conceitos da metodologia de direitos de transmissão financeiros, tendo como referência o Mercado *PJM*.

Um dos principais benefícios projetados está no fato de permitir que os agentes participantes do mercado possam adquirir *ex-ante* um instrumento financeiro de proteção contra possíveis exposições financeiras negativas e desta forma mitigar o risco para contratar energia fora do seu submercado.

Quando um agente vendedor de energia obtém um CCT que atende exatamente uma contratação fora do seu submercado, ele tem condições de agregar o custo pelo uso da transmissão ao preço final da sua oferta de venda, custo que corresponde ao prêmio pago pela compra do CCT, e praticamente elimina o risco da incerteza de preços decorrentes do congestionamento da transmissão.

A proposta para oferta de CCTs por meio de leilões limitou-se inicialmente a oferecer contratos com vigência de um mês devido à dificuldade de estabelecer um mecanismo capaz de garantir a viabilidade de pagamentos no longo prazo. Esta dificuldade está associada ao fato que a liquidação dos CCTs está baseada na diferença de preços entre os submercados e que dadas às características do sistema hidrotérmico, os preços sofrem

oscilações inevitáveis em função da disponibilidade dos recursos naturais para a geração hidrelétrica conforme mecanismo de formação de preços do SEB.

A oferta de CCT na Fase I, de acordo com os pedidos dos agentes integrantes do MRE, considera a alocação para um período de vigência de até um ano porque foi estabelecida a partir de uma regra mais simplificada que analisa todo o conjunto de CCTs simultaneamente e não possui sistemática de competição para definir a preferência de alocação. Quando há uma restrição, em função dos valores disponíveis e necessários para pagamentos, todo o conjunto sofre uma redução para se enquadrar dentro do limite e não há uma análise para verificar se há algum contrato específico que está penalizando os demais.

É possível observar que a metodologia busca maximizar a alocação de CCTs e uma grande contribuição provem da etapa de compensação de Fluxos na Fase II, pois consegue sobrepor as solicitações para compra em intercâmbios com sentidos opostos e realizar a compensação de contra-fluxos, o que resulta em considerável aumento da quantidade de CCTs alocados aos agentes do mercado. Desta forma, é possível atender a necessidade demandada de uma maior parcela de agentes interessados mesmo que a previsão para alguns, aqueles que desejam contratos em sentido contrário a previsão da operação, seja de obter um resultado econômico negativo na liquidação dos CCTs.

De um modo geral, a metodologia apresentada nesta dissertação também se propõe a fomentar a análise crítica da metodologia de funcionamento do MRE e da satisfação de resultados alcançados no atual estágio de operação do mercado brasileiro, ao mesmo tempo em que provoca a discussão da implementação de direitos financeiros de transmissão no SEB.

## **6.2 Sugestões para Trabalhos Futuros**

A definição arbitrária do limite de 20% da energia assegurada da usina para pedidos de CCTs na Fase I pode ser analisada a partir da comparação de outros valores percentuais, de forma a se estabelecer um vínculo do valor limite com a necessidade de atender o

histórico de transferência financeira de energia entre os submercados decorrentes das regras do MRE.

De forma semelhante, a definição de destinar a metade dos recursos previstos de serem arrecadados por meio do Excedente Financeiro para a alocação de CCTs na Fase I pode ser revista e analisada a partir da comparação de outros valores percentuais, de forma a se estabelecer um vínculo deste teto de recursos disponibilizados com a necessidade de atender a demanda de pedidos, verificando o nível de contratação entre os submercados em diferentes períodos de comercialização durante o ano.

Ao emular um cenário de comercialização e aplicação da metodologia proposta nessa dissertação optou-se em utilizar a oferta de CCTs do tipo Obrigação e foi estabelecido um mecanismo de fechamento de preços do leilão com preço discriminatório, mas sabe-se que é possível estabelecer diversas condições para incentivar o comportamento dos agentes em determinada direção e analisar a sensibilidade destas diferentes condições, por isso sugere-se:

- a) Emular leilões com oferta de CCTs do tipo Obrigação conjuntamente com CCTs do tipo Opção para avaliar a formação das restrições de alocação e ainda a comparação da quantidade e preços de fechamento para aquisição dos CCTs/
- b) Emular diferentes formações para o mecanismo de fechamento dos preços no leilão de oferta de CCTs, utilizando um leilão com preço uniforme, por exemplo, para analisar o comportamento e as estratégias adotados pelos agentes do mercado, bem como fazer a comparação de resultados obtidos para identificar uma melhor opção para a oferta de CCTs.

A proposta de alocação para CCTs na Fase II ficou inicialmente limitada para períodos de curto prazo, com vigência de um mês a frente de cada leilão, decorrente da sistemática adotada para verificar o comprometimento de recursos para pagamento futuro dos CCTs, mas o objetivo maior é proporcionar uma ferramenta de proteção para o longo prazo e, desta forma, sugere-se buscar a elaboração de uma metodologia que permita adaptar as regras desta proposta de forma a garantir uma avaliação que considere a diferença de preços entre os submercados no longo prazo.

As regras elaboradas na proposta deste trabalho levam em consideração a viabilidade da oferta de CCTs limitada pela disponibilidade de recursos financiados do Excedente Financeiro. Por isso, sugere-se utilizar conceitos aplicáveis para problemas de programação inteira com objetivo de obter a capacidade de contratos, viável simultaneamente, que maximiza a utilização da capacidade física do sistema de transmissão.

**APÊNDICE A**

**CARACTERÍSTICA DOS DIREITOS DE TRANSMISSÃO  
FINANCEIROS NO SISTEMA *PENNSYLVANNIA – NEW JERSEY –  
MARYLAND INTERCONNECTION (PJM)***

## A.1 Definição e Proposta de *FTRs*

Um Direito de Transmissão Financeiro (*Financial Transmission Right – FTR*) no mercado *PJM* é um instrumento financeiro que intitula o seu proprietário a receber compensação por custos de congestionamento da transmissão que surgem quando a rede de transmissão está congestionada no mercado *Day-Ahead*.

As diferenças nos preços marginais locais (*Locational Marginal Price – LMP*) no mercado *Day-Ahead* resultam do despacho de geradores fora da ordem de mérito para aliviar o congestionamento.

Cada *FTR* é definido de um ponto de injeção (onde a energia é injetada na rede do *PJM*) para um ponto de despacho (onde a energia é retirada da rede do *PJM*).

Para cada hora em que existe congestionamento no Sistema de Transmissão entre os pontos de recebimento e despacho especificado no *FTR*, o proprietário do *FTR* é premiado com uma parte (quota) dos custos de congestionamento pagos pelos participantes do mercado.

A proposta de *FTRs* é proteger os Usuários do Serviço de Transmissão Firme (*Firm Transmission Service Customers*) do aumento de custos devido ao congestionamento da transmissão quando a sua energia despachada é consistente com sua contratação é firme. Essencialmente, *FTRs* são instrumentos financeiros que asseguram o portador a compensar os custos de congestionamento pagos pelos Usuários do Serviço de Transmissão Firme.

Participantes do mercado estão aptos a adquirir *FTRs* na forma de Opções e Obrigações e esses títulos financeiros não representam um direito para o despacho físico de energia.

Ao portador do *FTR* não é requerido despachar energia para receber um crédito de congestionamento. Se existe uma restrição no Sistema de Transmissão no mercado *Day-Ahead*, os proprietários de *FTRs* recebem um crédito baseado na capacidade reservada (MW) e na diferença de *LMPs* entre o ponto de despacho e o ponto de injeção. Este crédito é pago ao portador independente de quem despachou energia ou a quantidade despachada sobre o caminho designado no *FTR*.

Os *FTRs* podem ser adquiridos em três mecanismos de mercado:

- a) Leilão Anual de *FTRs* – *PJM* conduz um processo anual de compra e venda de *FTRs* por meio de um leilão com 4 rodadas. Este leilão anual oferece para venda a completa intitulação da transmissão que está disponível no sistema *PJM* em uma base de longo prazo;
- b) Leilão Mensal de *FTRs* – *PJM* conduz um processo mensal de compra e venda de *FTRs* por meio de um leilão. Esse leilão oferece para venda a capacidade residual da transmissão que permanece no sistema *PJM* depois que o leilão anual é conduzido;
- c) Mercado Secundário – o mercado secundário de *FTRs* é um sistema de comercialização bilateral que facilita a comercialização de *FTRs* existentes entre os membros do *PJM*.

## **A.2 Valor dos *FTRs***

O valor econômico horário de um *FTR* é baseado na reserva de capacidade (MW) e na diferença de preços *Day-Ahead LMPs* entre o ponto de despacho (*sink point*) e o ponto de injeção (*source point*) designados no *FTR*. Entretanto, é importante perceber que um *FTR* pode prover um benefício financeiro, mas também pode ser um débito financeiro que resulta em uma cobrança ao seu portador.

### **A.2.1 *FTRs* Obrigações**

O valor econômico horário de um *FTR* Obrigação é positivo (crédito) quando o caminho designado no *FTR* tem a mesma direção do fluxo congestionado. Nesta condição, o *Day-Ahead LMP* no ponto de despacho é maior que o *Day-Ahead LMP* no ponto de injeção.

O valor econômico horário de um *FTR* Obrigação é negativo (débito) quando o caminho designado no *FTR* tem a direção oposta do fluxo congestionado. Nesta condição, o *Day-Ahead LMP* no ponto de despacho é menor que o *Day-Ahead LMP* no ponto de injeção.

### A.2.2 *FTRs* Opções

O valor econômico horário de um *FTR* Opção é positivo (crédito) quando o caminho designado no *FTR* tem a mesma direção do fluxo congestionado. Nesta condição, o *Day-Ahead LMP* no ponto de despacho é maior que o *Day-Ahead LMP* no ponto de injeção.

O valor econômico horário de um *FTR* Opção pode assumir um valor nulo (nem crédito nem débito), mas nunca pode ser negativo, mesmo quando o caminho designado no *FTR* tem a direção oposta do fluxo congestionado. Nesta condição, o *Day-Ahead LMP* no ponto de despacho é menor que o *Day-Ahead LMP* no ponto de injeção.

## A.3 Liquidação de *FTRs*

*PJM* compara a cada hora o valor total de créditos arrecadados em função do congestionamento do Sistema de Transmissão e o valor total de pagamentos resultantes da alocação dos *FTRs*.

- a) se o valor total de pagamentos resultantes da alocação de *FTRs* for menor ou igual ao valor total de créditos arrecadados em função do congestionamento do Sistema de Transmissão, cada *FTR* é liquidado de acordo com o valor de direito alocado;
- b) se o valor total de pagamentos resultantes da alocação de *FTRs* for maior que o valor total de créditos arrecadados em função do congestionamento do Sistema de Transmissão, cada *FTR* é liquidado parcialmente com valor proporcional ao valor de direito alocado;

Os valores pendentes de uma determinada hora de liquidação devem ser cobertos pelo excesso de arrecadação dos créditos de outras horas até o final do mês de liquidação.

#### **A.4 Requerimentos para Participação em *FTRs***

Para ser capaz de comprar ou vender *FTRs* nos Leilões do *PJM* ou no mercado secundário é preciso ser um membro do Sistema *PJM* ou um Usuário do Sistema de Transmissão.

#### **A.5 Definição e Proposta de *ARRs***

O Direito de Renda de Leilão (*Auction Revenue Right – ARR*) é o mecanismo pelo qual o resultado de arrecadação do Leilão de *FTRs* Anual é distribuído.

Os *ARRs* são títulos financeiros alocados anualmente aos Usuários do Serviço de Transmissão Firme que asseguram ao portador receber uma alocação da receita do Leilão de *FTRs* Anual.

Os *ARRs* são alocados aos seguintes usuários do Serviço de Transmissão:

- a) Serviço de Transmissão de Integração do Sistema (*Network Integration Transmission Service*) – *ARRs* são designados ao longo do caminho de específicas fontes de geração para a concentração de cargas dos usuários. Esses usuários podem requerer *ARRs* para todo ou uma parte do recurso de geração histórico;
- b) Serviço Ponto-a-Ponto Firme (*Firm Poin-to-Point Service*) – Esses usuários tem a opção de requerer *ARRs* consistentes com a reserva de transmissão e a duração está associada o Pedido do Serviço de Transmissão.

## A.6 Valor dos *ARRs*

*ARRs* são definidos de um Nó de Preço de Injeção para um Nó de preço de Retirada para uma específica capacidade (MW).

O valor econômico de cada *ARR* é baseado na capacidade (MW) e na diferença de *LMPs* entre o nó de injeção e retirada para *FTRs* Obrigações resultantes do Leilão de *FTRs* Anual.

O valor econômico de um *ARR* pode ser positivo (crédito) ou negativo (débito).

A receita arrecada no Leilão de *FTRs* Anual é distribuída aos portadores de *ARRs* em proporção ao valor econômico dos *ARRs* quando comparados proporcionalmente ao preço de fechamento dos *FTRs* Obrigação em cada rodada do Leilão Anual.

A liquidação financeira dos *ARRs* será baseada no preço de fechamento de cada rodada do Leilão de *FTRs* Anual. A quantidade do crédito que o portador do *ARR* deve receber para cada rodada é igual à capacidade (MW) do título, dividido pelo número de rodadas do leilão, vezes a diferença de preços do ponto de despacho para o ponto de injeção designados no *ARR*, conforme Equação 7.1:

$$\frac{ARR}{\# \text{ de rodadas}} * (LMP_{\text{despacho}} - LMP_{\text{injeção}})^{21} \quad 7.1$$

## A.7 Requerimentos para Participação em *ARRs*

Para receber alocação de *ARRs* pelo Sistema *PJM* é preciso ser um usuário do Serviço de Transmissão Firme pelo uso do Serviço de Transmissão de Integração do Sistema ou Serviço de Transmissão Ponto-a-Ponto Firme.

<sup>21</sup> Os valores de *LMPs* são resultados do preço de fechamento do *FTRs* Obrigação no Leilão Anual de acordo com o respectiva e apropriada rodada do Leilão.

## A.8 Leilões de *FTRs*

- a) Leilão de *FTRs* Anual – Oferece para venda a capacidade completa da transmissão que está disponível no sistema PJM em uma base de longo prazo. Este Leilão é dividido em 4 rodadas, sendo que em cada rodada 25% da capacidade de *FTRs* disponíveis é alocada. Os *FTRs* adquiridos em uma rodada podem ser vendidos nas rodadas seguintes;
- b) Leilão de *FTRs* Mensal – Oferece para venda a capacidade residual da transmissão que permanece no sistema PJM depois que o Leilão Anual é realizado. Este Leilão é realizado em única rodada e há possibilidade dos agentes participantes ofertar para venda qualquer *FTR* que possuam ;

O mecanismo de fechamento de preços de cada Leilão de *FTRs* busca maximizar o resultado do leilão baseado em cotas de acordo com o valor das ofertas para o conjunto de *FTRs* simultaneamente viáveis para alocação.

O resultado financeiro de arrecadação dos Leilões são distribuídos aos portadores de *ARRs* de acordo com um calendário de liquidação previamente definido.

Leilões de *FTRs* ofertam títulos de acordo com as seguintes características de produto:

- a) *FTRs* podem ser do tipo Obrigação ou Opção;
- b) *FTRs* para horário de ponta válido no período compreendido entre as 08h00 as 23h00 no dias úteis;
- c) *FTRs* para horário fora de ponta válido no período compreendido entre as 24h00 as 07h00 no dias úteis e no período compreendido entre 01h00 as 24h00 em finais de semana e feriados;
- d) *FTRs* de 24 horas válido no período compreendido entre as 01h00 as 24h00 todos os dias;

*FTRs* alocados nos Leilões possuem as seguintes características:

- a) *FTRs* protegem o portador do direito contra pagamentos de congestionamento ao *PJM* quando a energia despachada é consistente com a definição do *FTR*;
- b) *FTRs* não protegem contra pagamento de perdas de transmissão;
- c) *FTRs* adquiridos no Leilão Anual tem vigência de um ano, de acordo com o calendário previamente definido;
- d) *FTRs* adquiridos no Leilão Mensal tem vigência de um mês, de acordo com o calendário previamente definido;

### **A.9 Determinação de Cotas Vencedoras nos Leilões de *FTRs***

As cotas vencedoras do leilão são determinadas pelo conjunto de *FTRs* simultaneamente viáveis que totalizam o maior resultado de arrecadação do leilão, determinado pelas ofertas dos compradores e levando em consideração as reservas de preços dos vendedores.

Esse mecanismo garante que o *PJM* concede o conjuntos de *FTRs* e faz alocação entre os agentes participantes, de tal forma que a utilização da transmissão é maximizada.

Após determinar as cotas vencedoras ocorre a liquidação do leilão que é tratada separada da liquidação de congestionamento da transmissão. Licitantes compradores e vendedores são liquidados de acordo com o preço de fechamento do mercado para os respectivos *FTRs* negociados no leilão.

### **A.10 Mercado Secundário de *FTRs***

O mercado secundário de *FTRs* é um sistema de comercialização bilateral que facilita a negociação de *FTRs* existentes entre agentes membros do *PJM*.

Esta comercialização utiliza uma sistema de planilha eletrônica que transfere automaticamente a propriedade dos *FTRs* de acordo com as negociações realizadas.

Mensalmente é atualizada a formação e alocação dos direitos de acordo com as declarações informadas pelos agentes.

### **A.11 Teste de Viabilidade Simultânea de *FTRs***

O Teste de Viabilidade Simultânea (*Simultaneous Feasibility Test – SFT*) é um teste de viabilidade do mercado que garante a arrecadação de renda adequada para suportar a subscrição do conjunto de *FTRs* ou *ARRs* durante condições normais de operação do Sistema de Transmissão.

A proposta de realizar o *SFT* é preservar o valor econômico de *FTRs* ou *ARRs* no momento da liquidação destes direitos e conseqüentemente garantir o devido pagamento aos proprietários destes direitos.

O *SFT* utiliza um modelo de Fluxo de Potência DC que modela as reservas firmes de transmissão requeridas e a esperada topologia da rede de transmissão durante o período que se deseja analisar. Não é um teste de confiabilidade do sistema e não pretende modelar as atuais condições de operação do sistema.

Os dados de entrada para a modelagem e execução do *SFT*, para um determinado período de estudo, são:

- a) todos os pedidos de *FTRs* e *ARRs* recentemente encaminhados;
- b) todos *FTRs* e *ARRs* existentes;
- c) programação de saídas do Sistema de Transmissão e limites térmicos de operação das linhas de transmissão;
- d) limites de interface reativa do *PJM* válidos;
- e) estimativa de fluxos de potência não compensáveis que circulam por meio da Área de Controle do *PJM* sob responsabilidade de outras Áreas de Controle;

Consistente com Critérios de Planejamento e operação do *PJM*, o *SFT* avalia a capacidade de todas as instalações do sistema permanecer dentro de níveis normais e aceitáveis de operação.

O Sistema deve ser capaz de sustentar qualquer evento de contingência simples e manter todas as instalações dentro de níveis aplicáveis instantaneamente.

Para garantir viabilidade, cada restrição é monitorada pelo limite de violação do cenário de pior caso de combinação de concessão de *FTRs*. Contra-fluxos estabelecidos por *FTRs* do tipo Opção são ignorados no *SFT*.

## **APÊNDICE B**

### **DADOS DOS CENÁRIOS DE PLANEJAMENTO PARA OS EXEMPLOS NUMÉRICOS DE ANÁLISE DO MRE**

## B.1 Exemplo 1

O cenário do Exemplo 1 segue os dados do planejamento semanal, obtidos por meio de simulação computacional no DECOMP, referente ao mês de junho do ano de 2007.

Para efeitos de contabilização, o mês de junho/2007 está dividido em seis semanas:

- a) Semana 1 – de 01/06 a 01/06;
- b) Semana 2 – de 02/06 a 08/06;
- c) Semana 3 – de 09/06 a 15/06;
- d) Semana 4 – de 16/06 a 22/06;
- e) Semana 5 – de 23/06 a 29/06;
- f) Semana 6 – de 30/06 a 30/06.

A Tabela 8.1 apresenta os patamares de carga para cada semana de comercialização, considerando os perfis de carga.

**Tabela 8.1 – Patamares de Carga – Junho/2007**

<b>PATAMAR DE CARGA (h/semana)</b>				
<b>Semana</b>	<b>Pesado</b>	<b>Medio</b>	<b>Leve</b>	<b>SubTotal</b>
<b>1</b>	3	14	7	24
<b>2</b>	15	80	73	168
<b>3</b>	18	89	61	168
<b>4</b>	18	89	61	168
<b>5</b>	18	89	61	168
<b>6</b>	3	14	7	24
<b>Total de Horas no Mês</b>				<b>720</b>

A Tabela 8.2 apresenta os perfis de geração verificados pelos agentes integrantes do MRE, em cada submercado, considerando os patamares de carga.

**Tabela 8.2 – Geração de Energia pelos Agentes Integrantes do MRE – Junho/2007**

<b>GERAÇÃO TOTAL MRE - MWh</b>				
<b>Semana</b>	<b>Submercado</b>	<b>Patamar de Carga</b>		
		<b>Pesado</b>	<b>Medio</b>	<b>Leve</b>
<b>1</b>	<b>SUDESTE</b>	87.377	315.136	121.886
	<b>SUL</b>	28.470	143.800	58.414
	<b>NORDESTE</b>	24.159	96.863	28.048
	<b>NORTE</b>	14.582	68.047	27.593
<b>Sub Total S1</b>		<b>154.588</b>	<b>623.846</b>	<b>235.941</b>
<b>2</b>	<b>SUDESTE</b>	468.887	1.958.512	1.297.736
	<b>SUL</b>	142.544	838.408	721.744
	<b>NORDESTE</b>	125.153	626.496	369.913
	<b>NORTE</b>	75.299	338.360	271.312
<b>Sub Total S2</b>		<b>811.881</b>	<b>3.761.776</b>	<b>2.660.704</b>
<b>3</b>	<b>SUDESTE</b>	556.313	2.153.400	1.093.309
	<b>SUL</b>	193.342	971.951	611.025
	<b>NORDESTE</b>	147.571	705.352	321.830
	<b>NORTE</b>	79.578	375.918	207.906
<b>Sub Total S3</b>		<b>976.804</b>	<b>4.206.621</b>	<b>2.234.070</b>
<b>4</b>	<b>SUDESTE</b>	595.555	2.502.716	1.244.016
	<b>SUL</b>	206.705	1.031.065	608.567
	<b>NORDESTE</b>	109.501	394.332	197.756
	<b>NORTE</b>	87.883	363.823	226.249
<b>Sub Total S4</b>		<b>999.644</b>	<b>4.291.936</b>	<b>2.276.587</b>
<b>5</b>	<b>SUDESTE</b>	630.853	2.656.098	1.274.985
	<b>SUL</b>	187.474	950.671	609.067
	<b>NORDESTE</b>	110.131	381.872	204.936
	<b>NORTE</b>	78.356	331.845	209.169
<b>Sub Total S5</b>		<b>1.006.814</b>	<b>4.320.487</b>	<b>2.298.157</b>
<b>6</b>	<b>SUDESTE</b>	87.259	294.864	134.253
	<b>SUL</b>	22.224	97.014	39.487
	<b>NORDESTE</b>	25.749	90.902	32.228
	<b>NORTE</b>	13.015	52.726	21.277
<b>Sub Total S6</b>		<b>148.247</b>	<b>535.506</b>	<b>227.246</b>
<b>TOTAL</b>		<b>4.097.979</b>	<b>17.740.171</b>	<b>9.932.705</b>

A Tabela 8.3 apresenta os perfis de energia assegurada em cada submercado, considerando os patamares de carga, tendo como referencia o Banco de Informações de Geração (ANEEL, 2007).

**Tabela 8.3 – Energia Assegurada dos Agentes Integrantes do MRE – Junho/2007**

<b>ENERGIA ASSEGURADA (ASS_1) - MWh</b>				
<b>Semana</b>	<b>Submercado</b>	<b>Patamar de Carga</b>		
		<b>Pesado</b>	<b>Medio</b>	<b>Leve</b>
<b>1</b>	<b>SUDESTE</b>	120.281	385.453	138.244
	<b>SUL</b>	36.695	79.329	28.343
	<b>NORDESTE</b>	30.382	91.375	30.652
	<b>NORTE</b>	23.740	56.069	19.920
<b>Sub Total S1</b>		<b>211.098</b>	<b>612.227</b>	<b>217.159</b>
<b>2</b>	<b>SUDESTE</b>	599.571	2.133.558	1.429.231
	<b>SUL</b>	183.985	450.680	301.653
	<b>NORDESTE</b>	152.336	506.427	319.650
	<b>NORTE</b>	119.032	315.424	209.008
<b>Sub Total S2</b>		<b>1.054.923</b>	<b>3.406.089</b>	<b>2.259.542</b>
<b>3</b>	<b>SUDESTE</b>	724.928	2.471.290	1.213.528
	<b>SUL</b>	220.885	519.775	255.012
	<b>NORDESTE</b>	182.869	595.219	277.003
	<b>NORTE</b>	142.889	368.911	179.909
<b>Sub Total S3</b>		<b>1.271.571</b>	<b>3.955.196</b>	<b>1.925.453</b>
<b>4</b>	<b>SUDESTE</b>	722.653	2.353.112	1.174.373
	<b>SUL</b>	220.944	488.664	243.394
	<b>NORDESTE</b>	182.920	540.977	255.161
	<b>NORTE</b>	142.929	336.862	166.940
<b>Sub Total S4</b>		<b>1.269.445</b>	<b>3.719.615</b>	<b>1.839.868</b>
<b>5</b>	<b>SUDESTE</b>	723.416	2.441.901	1.195.420
	<b>SUL</b>	221.171	507.666	248.533
	<b>NORDESTE</b>	183.119	576.066	262.916
	<b>NORTE</b>	143.084	356.031	173.023
<b>Sub Total S5</b>		<b>1.270.790</b>	<b>3.881.664</b>	<b>1.879.892</b>
<b>6</b>	<b>SUDESTE</b>	120.128	343.727	143.628
	<b>SUL</b>	36.781	71.142	29.706
	<b>NORDESTE</b>	30.449	82.724	33.578
	<b>NORTE</b>	23.792	50.933	21.302
<b>Sub Total S6</b>		<b>211.150</b>	<b>548.526</b>	<b>228.213</b>
<b>TOTAL</b>		<b>5.288.977</b>	<b>16.123.317</b>	<b>8.350.128</b>

A Tabela 8.4 apresenta os Fatores de Ajustes de Energias Asseguradas aplicados aos valores de energias asseguradas em cada patamar após verificação do montante de energia gerado no sistema.

**Tabela 8.4 – Fator de Ajuste de Energia Assegurada do MRE – Junho/2007**

<b>FATOR DE AJUSTE DE ENERGIA ASSEGURADA (GSF)</b>			
<b>Semana</b>	<b>Patamar de Carga</b>		
	<b>Pesado</b>	<b>Medio</b>	<b>Leve</b>
<b>1</b>	<b>0,7323</b>	<b>1,0000</b>	<b>1,0000</b>
<b>2</b>	<b>0,7696</b>	<b>1,0000</b>	<b>1,0000</b>
<b>3</b>	<b>0,7682</b>	<b>1,0000</b>	<b>1,0000</b>
<b>4</b>	<b>0,7875</b>	<b>1,0000</b>	<b>1,0000</b>
<b>5</b>	<b>0,7923</b>	<b>1,0000</b>	<b>1,0000</b>
<b>6</b>	<b>0,7021</b>	<b>0,9763</b>	<b>0,9958</b>

A Tabela 8.5 apresenta os valores calculados da Energia Assegurada Ajustada em cada submercado, considerando os perfis dos patamares de carga, após verificação dos Fatores de Ajuste de Energia Assegurada.

**Tabela 8.5 – Energia Assegurada Ajustada para os Agentes do MRE – Junho/2007**

<b>ENERGIA ASSEGURADA AJUSTADA (ASS_2) - MWh</b>				
<b>Semana</b>	<b>Submercado</b>	<b>Patamar de Carga</b>		
		<b>Pesado</b>	<b>Medio</b>	<b>Leve</b>
<b>1</b>	<b>SUDESTE</b>	88.082	385.453	138.244
	<b>SUL</b>	26.872	79.329	28.343
	<b>NORDESTE</b>	22.249	91.375	30.652
	<b>NORTE</b>	17.385	56.069	19.920
<b>Sub Total S1</b>		<b>154.588</b>	<b>612.227</b>	<b>217.159</b>
<b>2</b>	<b>SUDESTE</b>	461.437	2.133.558	1.429.231
	<b>SUL</b>	141.597	450.680	301.653
	<b>NORDESTE</b>	117.239	506.427	319.650
	<b>NORTE</b>	91.608	315.424	209.008
<b>Sub Total S2</b>		<b>811.881</b>	<b>3.406.089</b>	<b>2.259.542</b>
<b>3</b>	<b>SUDESTE</b>	556.880	2.471.290	1.213.528
	<b>SUL</b>	169.681	519.775	255.012
	<b>NORDESTE</b>	140.477	595.219	277.003
	<b>NORTE</b>	109.766	368.911	179.909
<b>Sub Total S3</b>		<b>976.804</b>	<b>3.955.196</b>	<b>1.925.453</b>
<b>4</b>	<b>SUDESTE</b>	569.064	2.353.112	1.174.373
	<b>SUL</b>	173.986	488.664	243.394
	<b>NORDESTE</b>	144.043	540.977	255.161
	<b>NORTE</b>	112.552	336.862	166.940
<b>Sub Total S4</b>		<b>999.644</b>	<b>3.719.615</b>	<b>1.839.868</b>
<b>5</b>	<b>SUDESTE</b>	573.144	2.441.901	1.195.420
	<b>SUL</b>	175.228	507.666	248.533
	<b>NORDESTE</b>	145.080	576.066	262.916
	<b>NORTE</b>	113.362	356.031	173.023
<b>Sub Total S5</b>		<b>1.006.814</b>	<b>3.881.664</b>	<b>1.879.892</b>
<b>6</b>	<b>SUDESTE</b>	84.341	335.567	143.019
	<b>SUL</b>	25.824	69.454	29.580
	<b>NORDESTE</b>	21.378	80.761	33.435
	<b>NORTE</b>	16.704	49.724	21.212
<b>Sub Total S6</b>		<b>148.247</b>	<b>535.506</b>	<b>227.246</b>
<b>TOTAL</b>		<b>4.097.978</b>	<b>16.110.296</b>	<b>8.349.161</b>

A Tabela 8.6 apresenta o Ajuste do Terceiro Estágio de Alocação de Energia relativo à Energia Assegurada com os montantes de energia recebidos de submercados doadores, contabilizados a cada semana, considerando os perfis dos patamares de carga.

**Tabela 8.6 – Energia Assegurada Recebida de Submercados Doadores – Junho/2007**

<b>ENERGIA ASSEGURADA RECEBIDA (EA_3ASS) - MWh</b>				
<b>Semana</b>	<b>Submercado</b>	<b>Patamar de Carga</b>		
		<b>Pesado</b>	<b>Medio</b>	<b>Leve</b>
<b>1</b>	<b>SUDESTE</b>	705	70.318	16.358
	<b>SUL</b>	0	0	0
	<b>NORDESTE</b>	0	0	2.603
	<b>NORTE</b>	2.803	0	0
<b>Sub Total S1</b>		<b>3.508</b>	<b>70.318</b>	<b>18.961</b>
<b>2</b>	<b>SUDESTE</b>	0	175.046	131.496
	<b>SUL</b>	0	0	0
	<b>NORDESTE</b>	0	0	0
	<b>NORTE</b>	16.310	0	0
<b>Sub Total S2</b>		<b>16.310</b>	<b>175.046</b>	<b>131.496</b>
<b>3</b>	<b>SUDESTE</b>	567	317.891	120.219
	<b>SUL</b>	0	0	0
	<b>NORDESTE</b>	0	0	0
	<b>NORTE</b>	30.188	0	0
<b>Sub Total S3</b>		<b>30.754</b>	<b>317.891</b>	<b>120.219</b>
<b>4</b>	<b>SUDESTE</b>	0	0	0
	<b>SUL</b>	0	0	0
	<b>NORDESTE</b>	34.542	146.644	57.405
	<b>NORTE</b>	24.668	0	0
<b>Sub Total S4</b>		<b>59.210</b>	<b>146.644</b>	<b>57.405</b>
<b>5</b>	<b>SUDESTE</b>	0	0	0
	<b>SUL</b>	0	0	0
	<b>NORDESTE</b>	34.949	194.194	57.981
	<b>NORTE</b>	35.006	24.185	0
<b>Sub Total S5</b>		<b>69.955</b>	<b>218.379</b>	<b>57.981</b>
<b>6</b>	<b>SUDESTE</b>	0	40.703	8.766
	<b>SUL</b>	3.600	0	0
	<b>NORDESTE</b>	0	0	1.207
	<b>NORTE</b>	3.689	0	0
<b>Sub Total S6</b>		<b>7.289</b>	<b>40.703</b>	<b>9.973</b>
<b>TOTAL</b>		<b>187.027</b>	<b>968.981</b>	<b>396.035</b>

A Tabela 8.7 apresenta o Ajuste do Terceiro Estágio de Alocação de Energia relativo à Energia Secundária, com valores que indicam os montantes de energia recebidos de submercados doadores, contabilizados a cada semana, considerando os perfis dos patamares de carga.

**Tabela 8.7 – Energia Secundária Alocada de um Submercado Doador – Junho/2007**

<b>ENERGIA SECUNDARIA RECEBIDA (EA_3SEC) - MWh</b>				
<b>Semana</b>	<b>Submercado</b>	<b>Patamar de Carga</b>		
		<b>Pesado</b>	<b>Medio</b>	<b>Leve</b>
<b>1</b>	<b>SUDESTE</b>	0	7.315	11.957
	<b>SUL</b>	0	0	0
	<b>NORDESTE</b>	0	956	2.651
	<b>NORTE</b>	0	0	0
<b>Sub Total S1</b>		<b>0</b>	<b>8.271</b>	<b>14.608</b>
<b>2</b>	<b>SUDESTE</b>	0	222.800	253.748
	<b>SUL</b>	0	0	0
	<b>NORDESTE</b>	0	0	18.896
	<b>NORTE</b>	0	17.568	0
<b>Sub Total S2</b>		<b>0</b>	<b>240.368</b>	<b>272.644</b>
<b>3</b>	<b>SUDESTE</b>	0	157.096	194.508
	<b>SUL</b>	0	0	0
	<b>NORDESTE</b>	0	0	12.139
	<b>NORTE</b>	0	20.357	8.688
<b>Sub Total S3</b>		<b>0</b>	<b>177.452</b>	<b>215.335</b>
<b>4</b>	<b>SUDESTE</b>	0	242.973	217.202
	<b>SUL</b>	0	0	0
	<b>NORDESTE</b>	0	83.238	60.566
	<b>NORTE</b>	0	30.370	0
<b>Sub Total S4</b>		<b>0</b>	<b>356.581</b>	<b>277.768</b>
<b>5</b>	<b>SUDESTE</b>	0	133.036	196.095
	<b>SUL</b>	0	0	0
	<b>NORDESTE</b>	0	65.125	58.497
	<b>NORTE</b>	0	40.249	6.751
<b>Sub Total S5</b>		<b>0</b>	<b>238.409</b>	<b>261.343</b>
<b>6</b>	<b>SUDESTE</b>	0	0	0
	<b>SUL</b>	0	0	0
	<b>NORDESTE</b>	0	0	0
	<b>NORTE</b>	0	0	0
<b>Sub Total S6</b>		<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>TOTAL</b>		<b>0</b>	<b>1.021.082</b>	<b>1.041.697</b>

A Tabela 8.8 apresenta o valores do Preço de Liquidação das Diferenças, contabilizados a cada semana, considerando os perfis dos patamares de carga.

**Tabela 8.8 – Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) – Junho/2007**

<b>PRECO DE LIQUIDACAO DE DIFERENCAS (PLD) - R\$/MWh</b>				
<b>Semana</b>	<b>Submercado</b>	<b>Patamar de Carga</b>		
		<b>Pesado</b>	<b>Medio</b>	<b>Leve</b>
<b>1</b>	<b>SUDESTE</b>	122,91	121,90	118,08
	<b>SUL</b>	17,59	17,59	17,59
	<b>NORDESTE</b>	122,26	120,33	118,08
	<b>NORTE</b>	122,26	120,33	118,08
<b>2</b>	<b>SUDESTE</b>	105,40	103,51	101,85
	<b>SUL</b>	29,15	29,15	29,15
	<b>NORDESTE</b>	104,73	103,51	101,85
	<b>NORTE</b>	104,73	103,51	101,85
<b>3</b>	<b>SUDESTE</b>	119,13	117,73	114,60
	<b>SUL</b>	54,24	54,24	54,17
	<b>NORDESTE</b>	119,13	117,40	114,60
	<b>NORTE</b>	119,13	117,40	114,60
<b>4</b>	<b>SUDESTE</b>	78,70	77,47	74,73
	<b>SUL</b>	68,76	68,76	65,06
	<b>NORDESTE</b>	78,70	77,47	77,47
	<b>NORTE</b>	78,70	77,47	76,30
<b>5</b>	<b>SUDESTE</b>	84,72	83,53	81,49
	<b>SUL</b>	81,49	81,49	81,49
	<b>NORDESTE</b>	84,72	83,53	83,53
	<b>NORTE</b>	84,72	83,53	83,31
<b>6</b>	<b>SUDESTE</b>	85,47	83,32	81,74
	<b>SUL</b>	81,74	81,74	81,74
	<b>NORDESTE</b>	85,47	83,32	83,32
	<b>NORTE</b>	85,47	83,32	83,32

## B.2 Exemplo 2

O cenário do Exemplo 2 segue os dados do planejamento semanal, obtidos por meio de simulação computacional no DECOMP, referente ao mês de julho do ano de 2006.

Para efeitos de contabilização, o mês de julho/2006 está dividido em cinco semanas:

- a) Semana 1 – de 01/07 a 07/07;
- b) Semana 2 – de 08/07 a 14/07;
- c) Semana 3 – de 15/07 a 21/07;
- d) Semana 4 – de 22/07 a 28/07;
- e) Semana 5 – de 29/07 a 31/07.

A Tabela 8.9 apresenta os patamares de carga para cada semana de comercialização, considerando os perfis de carga.

**Tabela 8.9 – Patamares de Carga – Julho/2006**

<b>PATAMAR DE CARGA (h/semana)</b>				
<b>Semana</b>	<b>Pesado</b>	<b>Medio</b>	<b>Leve</b>	<b>SubTotal</b>
<b>1</b>	18	89	61	168
<b>2</b>	18	89	61	168
<b>3</b>	18	89	61	168
<b>4</b>	18	89	61	168
<b>5</b>	6	33	33	72
<b>Total de Horas no Mês</b>				<b>744</b>

A Tabela 8.10 apresenta os perfis de geração verificados pelos agentes integrantes do MRE, em cada submercado, considerando os patamares de carga.

**Tabela 8.10 – Geração de Energia pelos Agentes Integrantes do MRE – Julho/2006**

<b>GERAÇÃO TOTAL MRE - MWh</b>				
<b>Semana</b>	<b>Submercado</b>	<b>Patamar de Carga</b>		
		<b>Pesado</b>	<b>Medio</b>	<b>Leve</b>
<b>1</b>	<b>SUDESTE</b>	576.367	2.467.765	1.150.960
	<b>SUL</b>	74.174	327.654	169.287
	<b>NORDESTE</b>	133.328	583.404	350.189
	<b>NORTE</b>	94.986	368.869	252.455
<b>Sub Total S1</b>		<b>878.855</b>	<b>3.747.692</b>	<b>1.922.891</b>
<b>2</b>	<b>SUDESTE</b>	581.335	2.571.522	1.114.037
	<b>SUL</b>	96.404	235.236	205.686
	<b>NORDESTE</b>	132.682	578.918	348.371
	<b>NORTE</b>	70.709	349.619	219.972
<b>Sub Total S2</b>		<b>881.131</b>	<b>3.735.294</b>	<b>1.888.066</b>
<b>3</b>	<b>SUDESTE</b>	582.473	2.626.506	1.277.615
	<b>SUL</b>	106.900	334.159	158.795
	<b>NORDESTE</b>	133.510	587.445	350.134
	<b>NORTE</b>	79.978	304.433	171.471
<b>Sub Total S3</b>		<b>902.860</b>	<b>3.852.543</b>	<b>1.958.015</b>
<b>4</b>	<b>SUDESTE</b>	580.441	2.604.104	1.262.206
	<b>SUL</b>	123.381	363.378	169.702
	<b>NORDESTE</b>	132.808	585.495	348.005
	<b>NORTE</b>	60.340	258.768	177.358
<b>Sub Total S4</b>		<b>896.969</b>	<b>3.811.745</b>	<b>1.957.270</b>
<b>5</b>	<b>SUDESTE</b>	190.886	945.912	679.830
	<b>SUL</b>	40.203	130.198	86.543
	<b>NORDESTE</b>	44.822	217.196	189.486
	<b>NORTE</b>	18.397	101.181	75.633
<b>Sub Total S5</b>		<b>294.308</b>	<b>1.394.488</b>	<b>1.031.491</b>
<b>TOTAL</b>		<b>3.854.123</b>	<b>16.541.763</b>	<b>8.757.733</b>

A Tabela 8.11 apresenta os perfis de energia assegurada em cada submercado, considerando os patamares de carga, tendo como referencia o Banco de Informações de Geração (ANEEL, 2007).

**Tabela 8.11 – Energia Assegurada dos Agentes Integrantes do MRE – Julho/2006**

<b>ENERGIA ASSEGURADA (ASS_1) - MWh</b>				
<b>Semana</b>	<b>Submercado</b>	<b>Patamar de Carga</b>		
		<b>Pesado</b>	<b>Medio</b>	<b>Leve</b>
<b>1</b>	<b>SUDESTE</b>	678.821	2.382.430	1.195.307
	<b>SUL</b>	203.896	488.569	245.298
	<b>NORDESTE</b>	182.006	577.697	277.805
	<b>NORTE</b>	123.246	390.799	197.680
<b>Sub Total S1</b>		<b>1.187.969</b>	<b>3.839.495</b>	<b>1.916.089</b>
<b>2</b>	<b>SUDESTE</b>	680.640	2.376.240	1.119.942
	<b>SUL</b>	203.802	489.086	229.822
	<b>NORDESTE</b>	181.914	558.652	237.059
	<b>NORTE</b>	123.183	369.587	177.426
<b>Sub Total S2</b>		<b>1.189.539</b>	<b>3.793.566</b>	<b>1.764.249</b>
<b>3</b>	<b>SUDESTE</b>	677.122	2.175.106	1.068.812
	<b>SUL</b>	204.103	451.138	221.689
	<b>NORDESTE</b>	182.199	474.229	216.514
	<b>NORTE</b>	123.376	316.275	156.283
<b>Sub Total S3</b>		<b>1.186.800</b>	<b>3.416.748</b>	<b>1.663.299</b>
<b>4</b>	<b>SUDESTE</b>	683.330	2.472.758	1.243.695
	<b>SUL</b>	204.059	505.459	254.420
	<b>NORDESTE</b>	182.158	599.924	290.308
	<b>NORTE</b>	123.348	406.507	205.916
<b>Sub Total S4</b>		<b>1.192.895</b>	<b>3.984.648</b>	<b>1.994.338</b>
<b>5</b>	<b>SUDESTE</b>	226.366	883.815	656.353
	<b>SUL</b>	67.907	182.323	135.622
	<b>NORDESTE</b>	60.607	216.154	154.426
	<b>NORTE</b>	41.040	145.926	109.346
<b>Sub Total S5</b>		<b>395.920</b>	<b>1.428.218</b>	<b>1.055.746</b>
<b>TOTAL</b>		<b>5.153.123</b>	<b>16.462.675</b>	<b>8.393.721</b>

A Tabela 8.12 apresenta os Fatores de Ajustes de Energias Asseguradas aplicados aos valores de energias asseguradas em cada patamar após verificação do montante de energia gerado no sistema.

**Tabela 8.12 – Fator de Ajuste de Energia Assegurada do MRE – Julho/2006**

<b>FATOR DE AJUSTE DE ENERGIA ASSEGURADA (GSF)</b>			
<b>Semana</b>	<b>Patamar de Carga</b>		
	<b>Pesado</b>	<b>Medio</b>	<b>Leve</b>
<b>1</b>	<b>0,7398</b>	<b>0,9761</b>	<b>1,0000</b>
<b>2</b>	<b>0,7407</b>	<b>0,9846</b>	<b>1,0000</b>
<b>3</b>	<b>0,7608</b>	<b>1,0000</b>	<b>1,0000</b>
<b>4</b>	<b>0,7519</b>	<b>0,9566</b>	<b>0,9814</b>
<b>5</b>	<b>0,7434</b>	<b>0,9764</b>	<b>0,9770</b>

A Tabela 8.13 apresenta os valores calculados da Energia Assegurada Ajustada em cada submercado, considerando os perfis dos patamares de carga, após verificação dos Fatores de Ajuste de Energia Assegurada.

Tabela 8.13 – Energia Assegurada Ajustada para os Agentes do MRE – Julho/2006

<b>ENERGIA ASSEGURADA AJUSTADA (ASS_2) - MWh</b>				
<b>Semana</b>	<b>Submercado</b>	<b>Patamar de Carga</b>		
		<b>Pesado</b>	<b>Medio</b>	<b>Leve</b>
<b>1</b>	<b>SUDESTE</b>	502.189	2.325.466	1.195.307
	<b>SUL</b>	150.842	476.887	245.298
	<b>NORDESTE</b>	134.648	563.885	277.805
	<b>NORTE</b>	91.177	381.455	197.680
<b>Sub Total S1</b>		<b>878.855</b>	<b>3.747.692</b>	<b>1.916.089</b>
<b>2</b>	<b>SUDESTE</b>	504.172	2.339.740	1.119.942
	<b>SUL</b>	150.963	481.574	229.822
	<b>NORDESTE</b>	134.750	550.071	237.059
	<b>NORTE</b>	91.246	363.910	177.426
<b>Sub Total S2</b>		<b>881.131</b>	<b>3.735.294</b>	<b>1.764.249</b>
<b>3</b>	<b>SUDESTE</b>	515.122	2.175.106	1.068.812
	<b>SUL</b>	155.272	451.138	221.689
	<b>NORDESTE</b>	138.608	474.229	216.514
	<b>NORTE</b>	93.858	316.275	156.283
<b>Sub Total S3</b>		<b>902.860</b>	<b>3.416.748</b>	<b>1.663.299</b>
<b>4</b>	<b>SUDESTE</b>	513.814	2.365.460	1.220.579
	<b>SUL</b>	153.437	483.526	249.691
	<b>NORDESTE</b>	136.969	573.892	284.912
	<b>NORTE</b>	92.749	388.868	202.088
<b>Sub Total S4</b>		<b>896.969</b>	<b>3.811.745</b>	<b>1.957.270</b>
<b>5</b>	<b>SUDESTE</b>	168.270	862.942	641.274
	<b>SUL</b>	50.479	178.017	132.506
	<b>NORDESTE</b>	45.052	211.049	150.878
	<b>NORTE</b>	30.507	142.480	106.834
<b>Sub Total S5</b>		<b>294.308</b>	<b>1.394.488</b>	<b>1.031.491</b>
<b>TOTAL</b>		<b>3.854.123</b>	<b>16.105.968</b>	<b>8.332.398</b>

A Tabela 8.14 apresenta o Ajuste do Terceiro Estágio de Alocação de Energia relativo à Energia Assegurada com os montantes de energia recebidos de submercados doadores, contabilizados a cada semana, considerando os perfis dos patamares de carga.

**Tabela 8.14 – Energia Assegurada Recebida de Submercados Doadores – Julho/2006**

<b>ENERGIA ASSEGURADA RECEBIDA (EA_3ASS) - MWh</b>				
<b>Semana</b>	<b>Submercado</b>	<b>Patamar de Carga</b>		
		<b>Pesado</b>	<b>Medio</b>	<b>Leve</b>
<b>1</b>	<b>SUDESTE</b>	0	0	44.347
	<b>SUL</b>	76.667	149.233	76.011
	<b>NORDESTE</b>	1.320	0	0
	<b>NORTE</b>	0	12.585	0
<b>Sub Total S1</b>		<b>77.987</b>	<b>161.819</b>	<b>120.357</b>
<b>2</b>	<b>SUDESTE</b>	0	0	5.905
	<b>SUL</b>	54.559	246.338	24.136
	<b>NORDESTE</b>	2.068	0	0
	<b>NORTE</b>	20.536	14.291	0
<b>Sub Total S2</b>		<b>77.163</b>	<b>260.629</b>	<b>30.041</b>
<b>3</b>	<b>SUDESTE</b>	0	0	0
	<b>SUL</b>	48.372	116.978	62.894
	<b>NORDESTE</b>	5.098	0	0
	<b>NORTE</b>	13.881	11.842	0
<b>Sub Total S3</b>		<b>67.351</b>	<b>128.820</b>	<b>62.894</b>
<b>4</b>	<b>SUDESTE</b>	0	0	0
	<b>SUL</b>	30.056	120.148	79.989
	<b>NORDESTE</b>	4.162	0	0
	<b>NORTE</b>	32.409	130.100	24.731
<b>Sub Total S4</b>		<b>66.627</b>	<b>250.248</b>	<b>104.720</b>
<b>5</b>	<b>SUDESTE</b>	0	0	0
	<b>SUL</b>	10.276	47.819	45.963
	<b>NORDESTE</b>	230	0	0
	<b>NORTE</b>	12.110	41.299	31.201
<b>Sub Total S5</b>		<b>22.617</b>	<b>89.117</b>	<b>77.164</b>
<b>TOTAL</b>		<b>311.744</b>	<b>890.633</b>	<b>395.176</b>

A Tabela 8.15 apresenta o Ajuste do Terceiro Estágio de Alocação de Energia relativo à Energia Secundária, com valores que indicam os montantes de energia recebidos de submercados doadores, contabilizados a cada semana, considerando os perfis dos patamares de carga.

**Tabela 8.15 – Energia Secundária Alocada de um Submercado Doador – Julho/2006**

<b>ENERGIA SECUNDARIA RECEBIDA (EA_3SEC) - MWh</b>				
<b>Semana</b>	<b>Submercado</b>	<b>Patamar de Carga</b>		
		<b>Pesado</b>	<b>Medio</b>	<b>Leve</b>
<b>1</b>	<b>SUDESTE</b>	0	0	4.243
	<b>SUL</b>	0	0	871
	<b>NORDESTE</b>	0	0	0
	<b>NORTE</b>	0	0	0
<b>Sub Total S1</b>		<b>0</b>	<b>0</b>	<b>5.114</b>
<b>2</b>	<b>SUDESTE</b>	0	0	78.599
	<b>SUL</b>	0	0	16.129
	<b>NORDESTE</b>	0	0	0
	<b>NORTE</b>	0	0	0
<b>Sub Total S2</b>		<b>0</b>	<b>0</b>	<b>94.728</b>
<b>3</b>	<b>SUDESTE</b>	0	0	17.301
	<b>SUL</b>	0	57.541	39.281
	<b>NORDESTE</b>	0	0	0
	<b>NORTE</b>	0	40.340	15.175
<b>Sub Total S3</b>		<b>0</b>	<b>97.881</b>	<b>71.756</b>
<b>4</b>	<b>SUDESTE</b>	0	0	0
	<b>SUL</b>	0	0	0
	<b>NORDESTE</b>	0	0	0
	<b>NORTE</b>	0	0	0
<b>Sub Total S4</b>		<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>5</b>	<b>SUDESTE</b>	0	0	0
	<b>SUL</b>	0	0	0
	<b>NORDESTE</b>	0	0	0
	<b>NORTE</b>	0	0	0
<b>Sub Total S5</b>		<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>TOTAL</b>		<b>0</b>	<b>97.881</b>	<b>171.598</b>

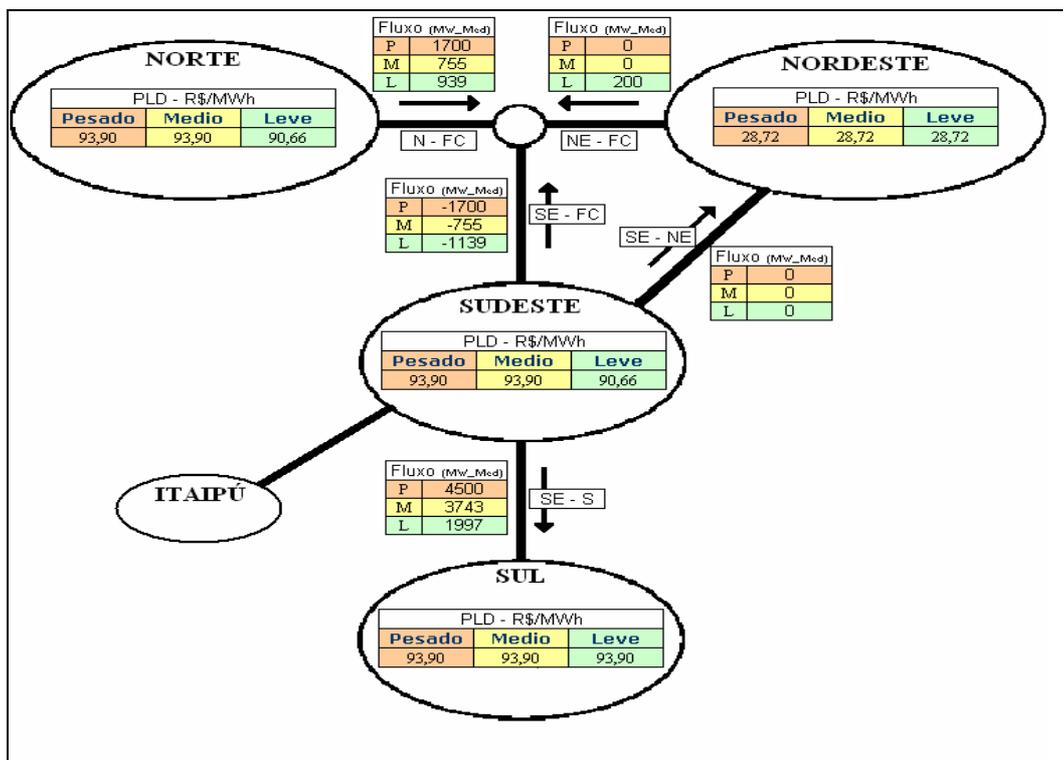
A Tabela 8.16 apresenta o valores do Preço de Liquidação das Diferenças, contabilizados a cada semana, considerando os perfis dos patamares de carga.

**Tabela 8.16 – Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) – Julho/2006**

<b>PRECO DE LIQUIDACAO DE DIFERENCAS (PLD) - R\$/MWh</b>				
<b>Semana</b>	<b>Submercado</b>	<b>Patamar de Carga</b>		
		<b>Pesado</b>	<b>Medio</b>	<b>Leve</b>
<b>1</b>	<b>SUDESTE</b>	93,90	93,90	90,66
	<b>SUL</b>	93,90	93,90	93,90
	<b>NORDESTE</b>	28,72	28,72	28,72
	<b>NORTE</b>	93,90	93,90	90,66
<b>2</b>	<b>SUDESTE</b>	89,97	89,05	86,34
	<b>SUL</b>	89,97	89,05	89,05
	<b>NORDESTE</b>	28,64	28,64	28,45
	<b>NORTE</b>	89,97	89,05	86,34
<b>3</b>	<b>SUDESTE</b>	86,57	85,44	85,07
	<b>SUL</b>	86,57	85,44	85,07
	<b>NORDESTE</b>	28,42	28,42	28,42
	<b>NORTE</b>	86,57	85,44	85,07
<b>4</b>	<b>SUDESTE</b>	92,65	91,49	90,49
	<b>SUL</b>	92,65	91,49	90,49
	<b>NORDESTE</b>	28,90	28,90	28,71
	<b>NORTE</b>	92,65	91,50	90,49
<b>5</b>	<b>SUDESTE</b>	92,46	90,72	90,39
	<b>SUL</b>	92,46	90,72	90,39
	<b>NORDESTE</b>	29,04	29,04	28,85
	<b>NORTE</b>	92,46	90,72	90,39

- **Semana 1:** Período de Comercialização com início no dia 01/07 e fim no dia 07/07.

A Figura 8.1 apresenta os fluxos resultantes nos intercâmbios de energia entre os submercados do SEB, conforme operação do sistema programada a partir da simulação computacional do DECOMP para a Semana 1 – Julho/2006.



**Figura 8.1 – Intercâmbios de Energia entre os Submercados – Semana 1 – Julho/2006**

A Figura 8.2 apresenta os resultados apurados pela transferência de energia do MRE, após ajustes dos estágios de alocação de energia, válidos para a Semana 1 – Julho/2006, conforme planejamento da operação.

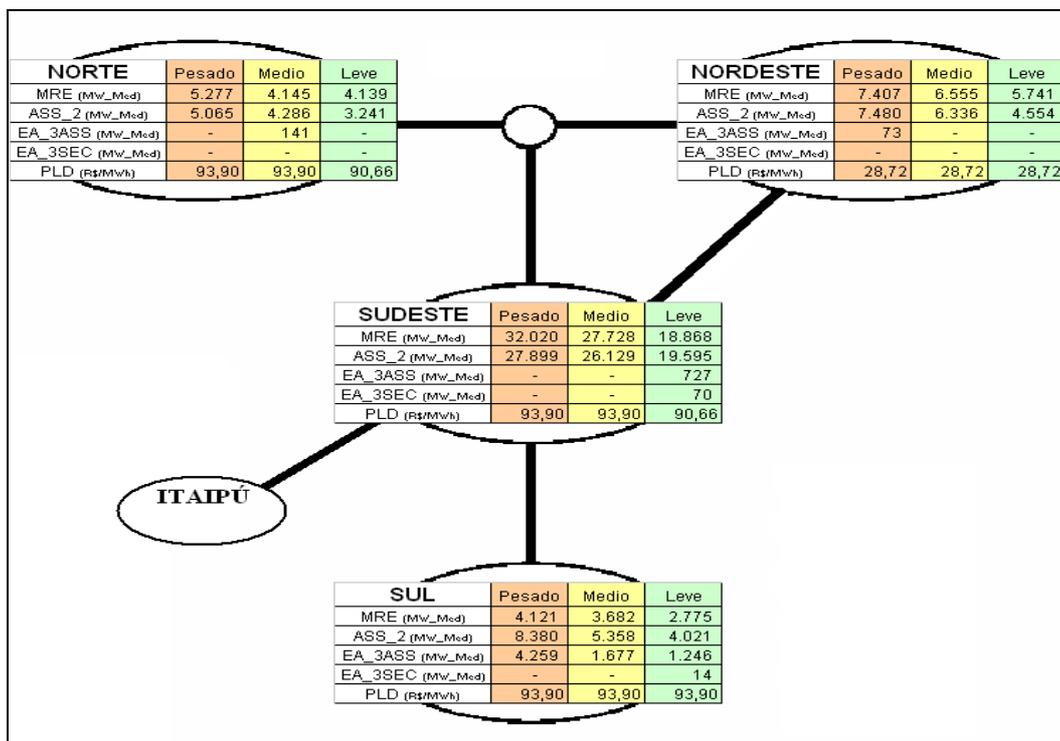


Figura 8.2 – Alocação de Energia pelo MRE – Semana 1 – Julho/2006

- **Semana 2:** Período de Comercialização com início no dia 08/07 e fim no dia 14/07.

A Figura 8.3 apresenta os fluxos resultantes nos intercâmbios de energia entre os submercados do SEB, conforme operação do sistema programada a partir da simulação computacional do DECOMP para a Semana 2 – Julho/2006.

A Figura 8.4 apresenta os resultados apurados pela transferência de energia do MRE, após ajustes dos estágios de alocação de energia, válidos para a Semana 2 – Julho/2006, conforme planejamento da operação.

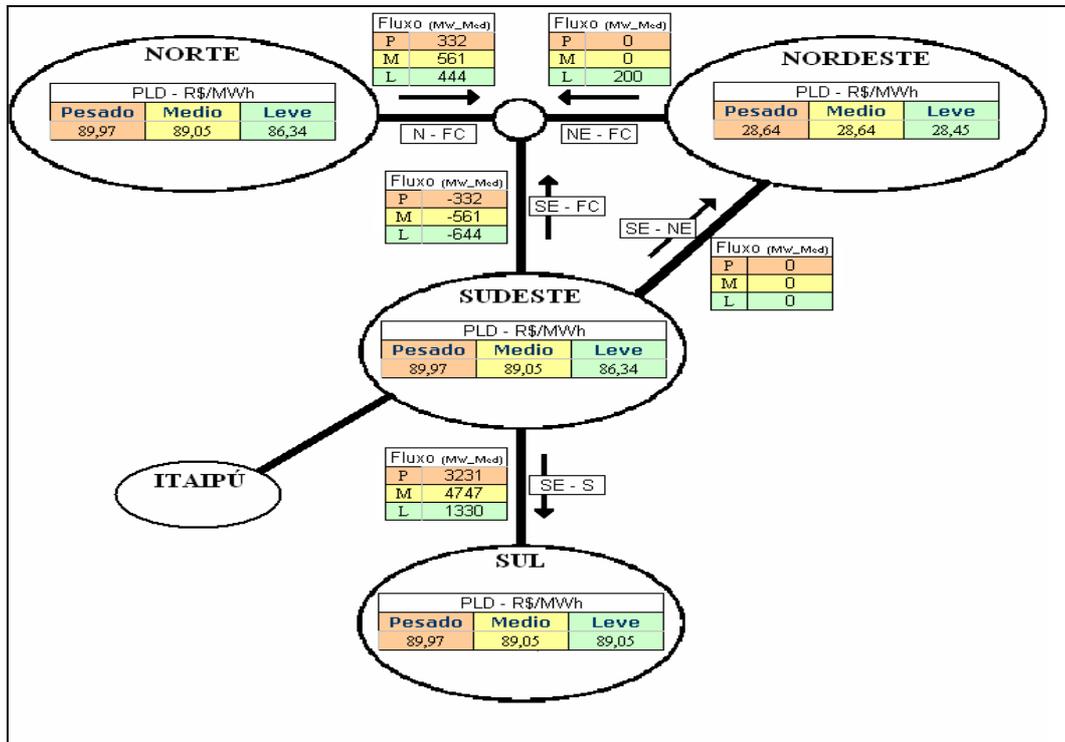


Figura 8.3 – Intercâmbios de Energia entre os Submercados – Semana 2 – Julho/2006

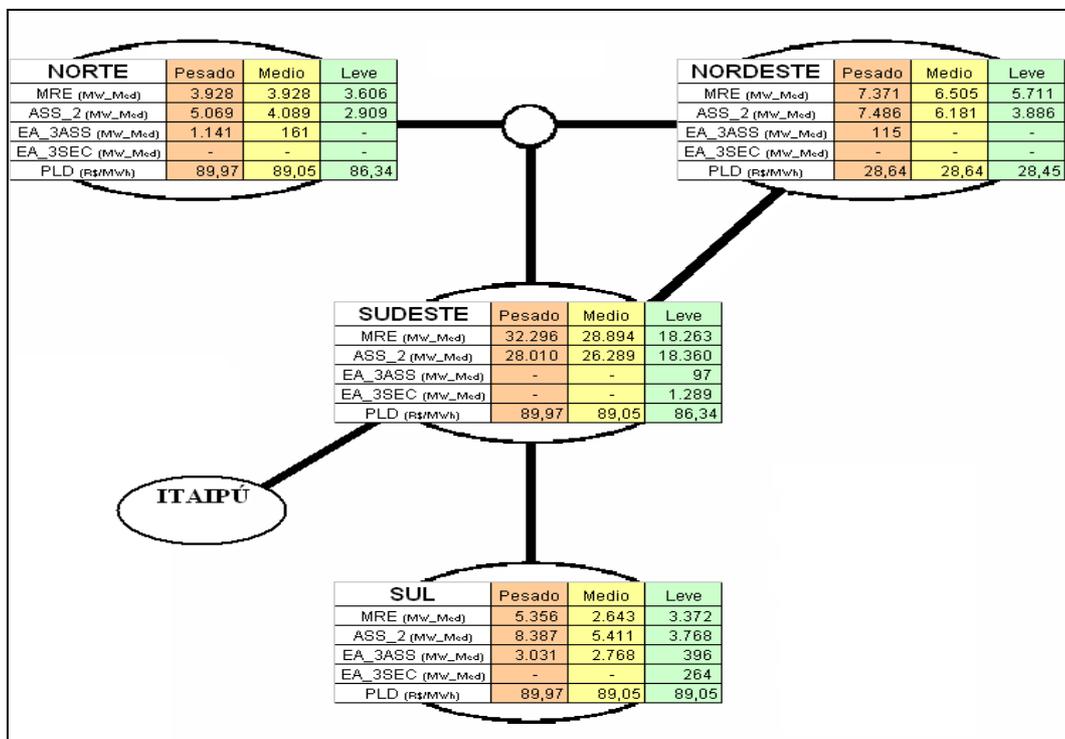
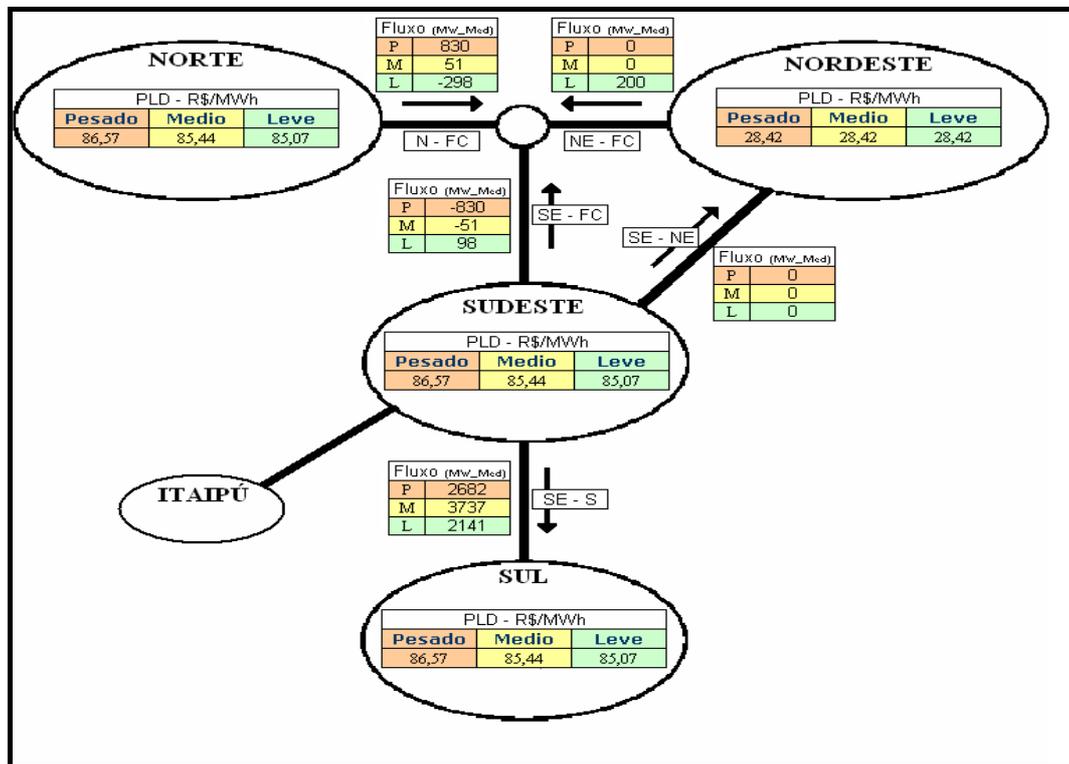


Figura 8.4 – Alocação de Energia pelo MRE – Semana 2 – Julho/2006

- **Semana 3:** Período de Comercialização com início no dia 15/07 e fim no dia 21/07.



**Figura 8.5 – Intercâmbios de Energia entre os Submercados – Semana 3 – Julho/2006**

A Figura 8.5 apresenta os fluxos resultantes nos intercâmbios de energia entre os submercados do SEB, conforme operação do sistema programada a partir da simulação computacional do DECOMP para a Semana 3 – Julho/2006.

A Figura 8.6 apresenta os resultados apurados pela transferência de energia do MRE, após ajustes dos estágios de alocação de energia, válidos para a Semana 3 – Julho/2006, conforme planejamento da operação.

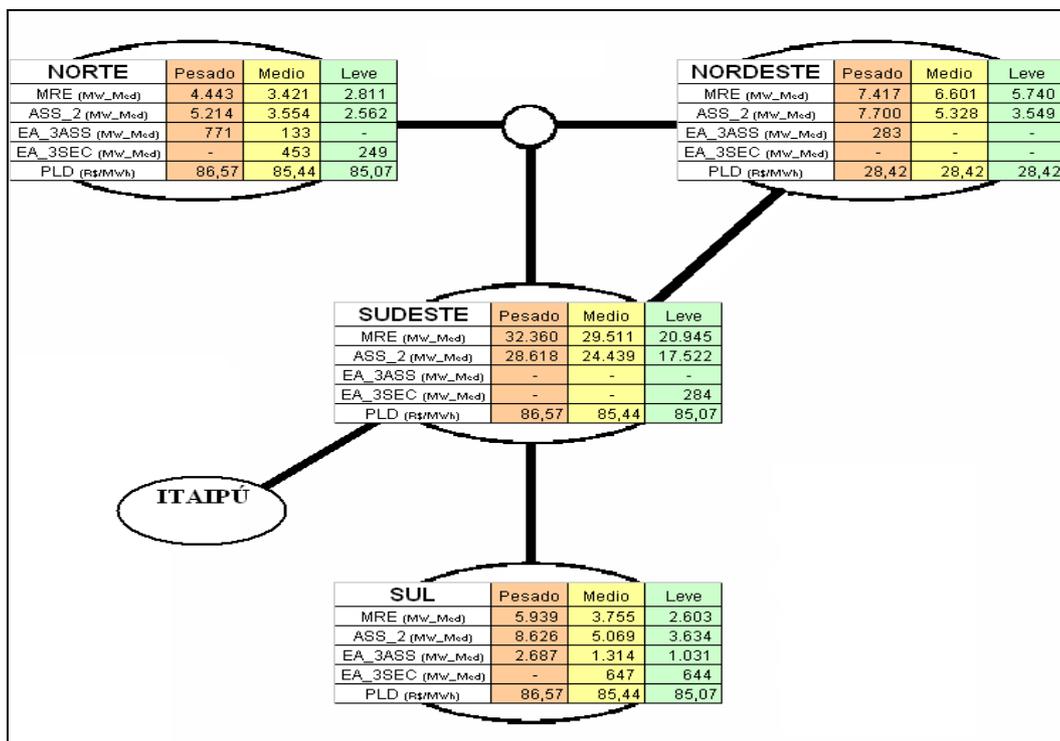


Figura 8.6 – Alocação de Energia pelo MRE – Semana 3 – Julho/2006

- **Semana 4:** Período de Comercialização com início no dia 22/07 e fim no dia 28/07.

A Figura 8.7 apresenta os fluxos resultantes nos intercâmbios de energia entre os submercados do SEB, conforme operação do sistema programada a partir da simulação computacional do DECOMP para a Semana 4 – Julho/2006.

A Figura 8.8 apresenta os resultados apurados pela transferência de energia do MRE, após ajustes dos estágios de alocação de energia, válidos para a Semana 4 – Julho/2006, conforme planejamento da operação.

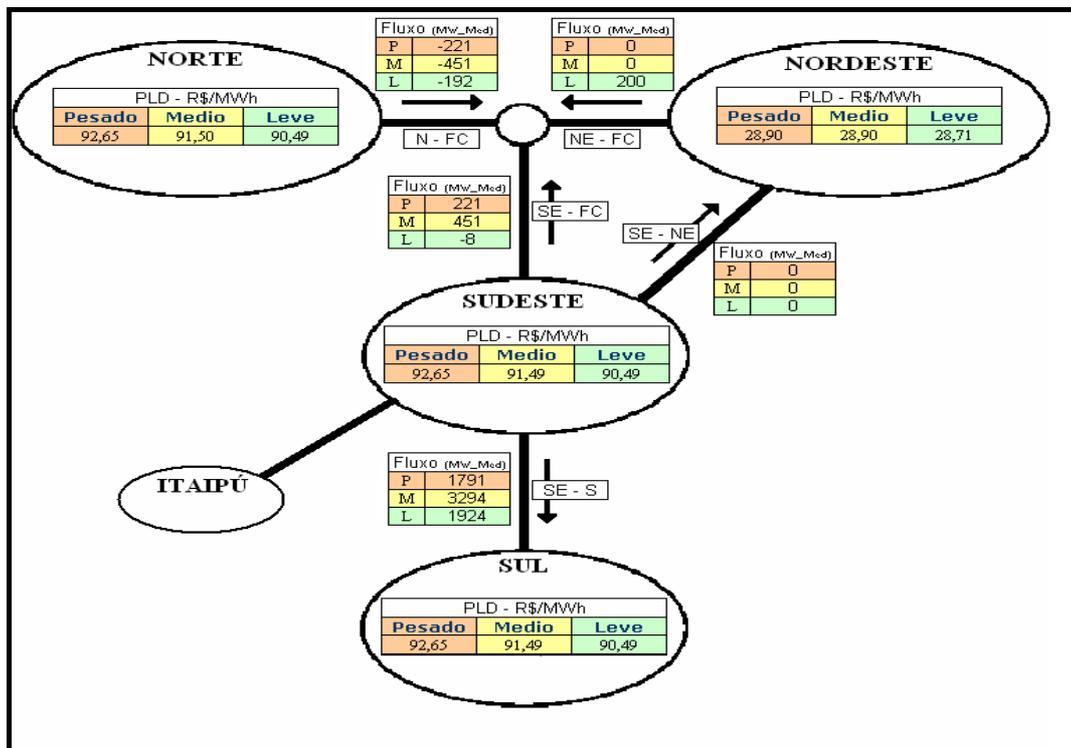


Figura 8.7 – Intercâmbios de Energia entre os Submercados – Semana 4 – Julho/2006

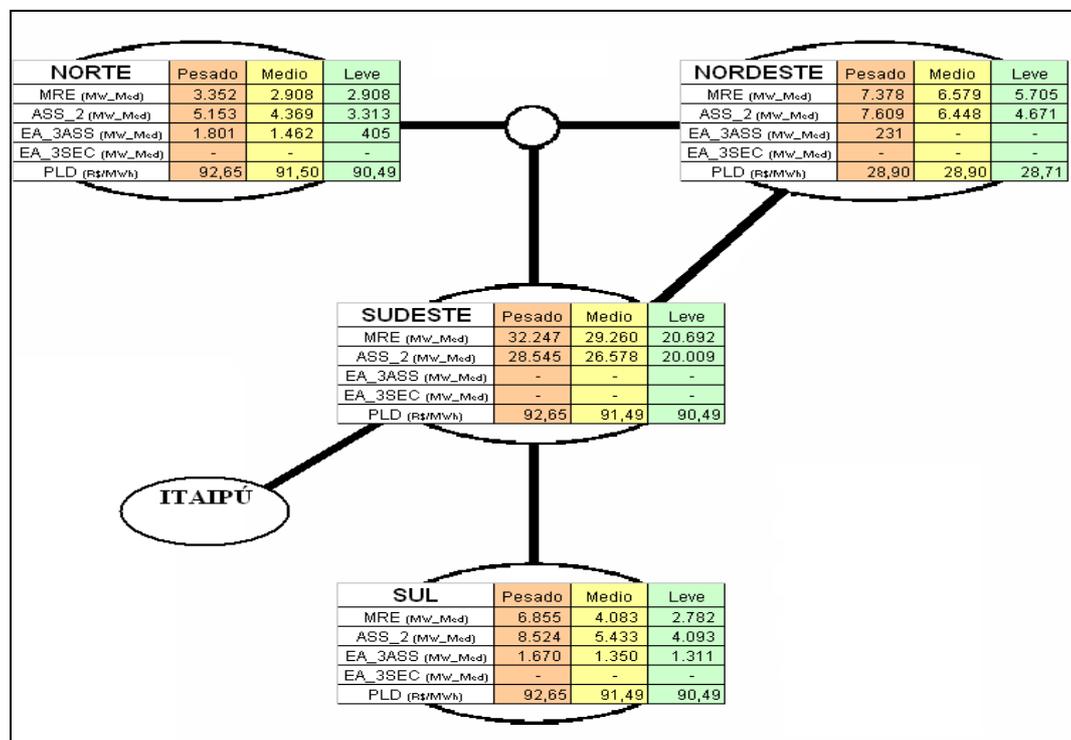


Figura 8.8 – Alocação de Energia pelo MRE – Semana 4 – Julho/2006

- **Semana 5:** Período de Comercialização com início no dia 29/07 e fim no dia 31/07.

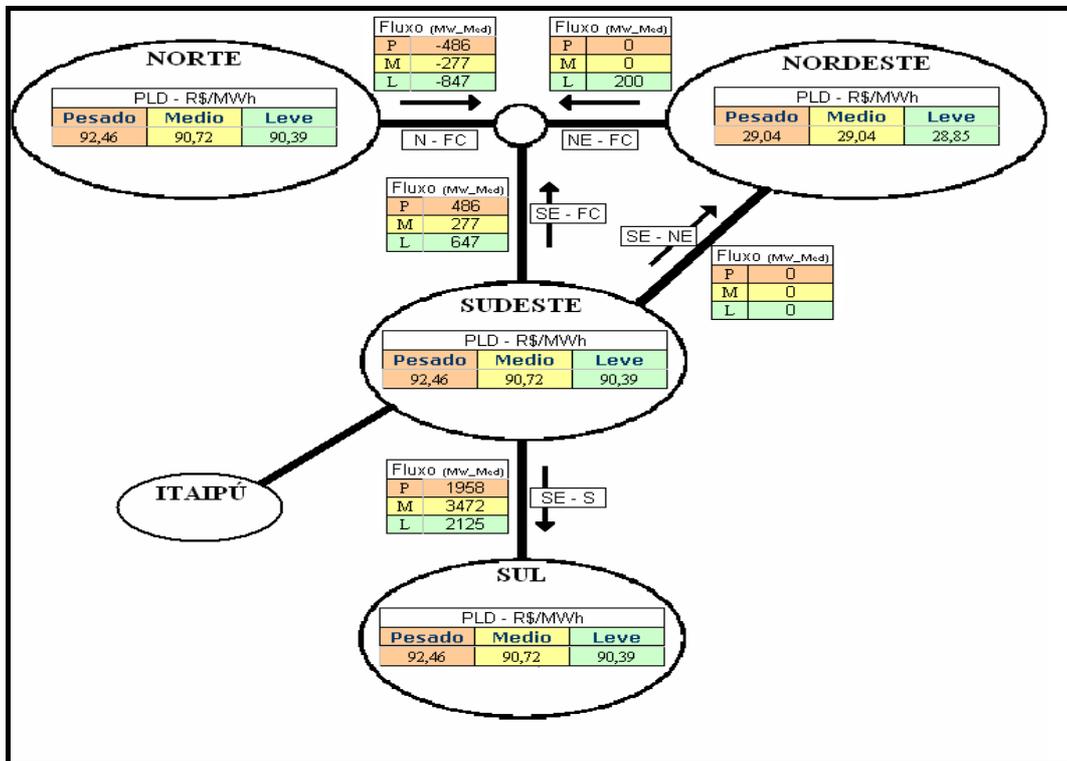


Figura 8.9 – Intercâmbios de Energia entre os Submercados – Semana 5 – Julho/2006

A Figura 8.9 apresenta os fluxos resultantes nos intercâmbios de energia entre os submercados do SEB, conforme operação do sistema programada a partir da simulação computacional do DECOMP para a Semana 5 – Julho/2006.

A Figura 8.10 apresenta os resultados apurados pela transferência de energia do MRE, após ajustes dos estágios de alocação de energia, válidos para a Semana 5 – Julho/2006, conforme planejamento da operação.

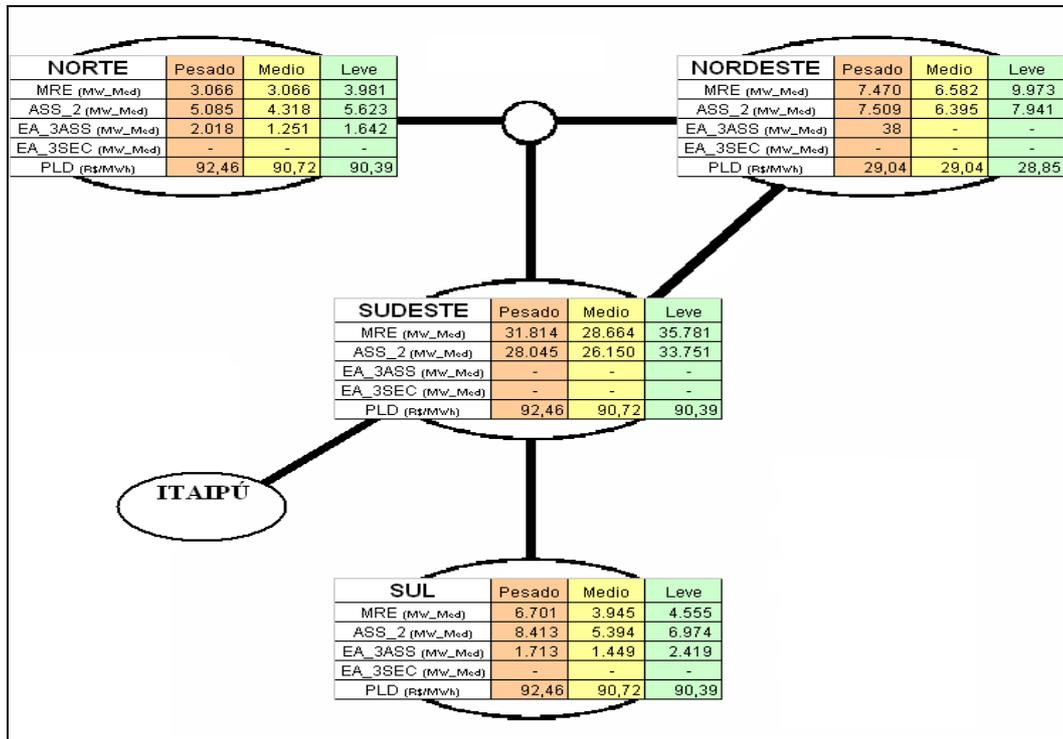


Figura 8.10 – Alocação de Energia pelo MRE – Semana 5 – Julho/2006



## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AMUNDSEN, E. S.; VON DER FEHR N.H. e BERGMAN, L. The Nordic Market: Signs of Stress? The Energy Journal Special Issue on European Electricity Liberalisation. p.71-98, 2005.

ANEEL. *Banco de Informações de Geração*, 2007. Disponível em [www.aneel.gov.br](http://www.aneel.gov.br). Acesso em setembro de 2007.

BAUTISTA, G.; QUINTANA, V. H. Congestion Management and Market Power in Electricity Markets. *Technical Report ECE-6*, Canada: ECE Department University of Waterloo, 2003.

BRASIL Ministério de Minas e Energia. Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico. *Documento de Apoio M: Congestionamento da Transmissão*. Brasília, 2002.

\_\_\_\_\_. Decreto N ° 5163, de 30 de julho de 2004. Regulamenta a Comercialização de Energia Elétrica, o processo de outorga de concessões e autorizações de geração de energia elétrica e dá outras providências. *Diário Oficial da República Federativa do Brasil*, Brasília. Disponível em: [www.mme.gov.br](http://www.mme.gov.br). Acesso em: Janeiro de 2006.

CHAO, H. et al. Flow Based Transmission Rights and Congestion Management. *The Electricity Journal*, USA: Elsevier, v.13, n.8, p.38–58, 2000.

CCEE. *Regras de Comercialização*, 2004. Disponível em: [www.ccee.org.br](http://www.ccee.org.br). Acesso em janeiro de 2006.

HANDELAND, J.; MIDTTUN, A.; OMLAND, T. The Nordic Public Ownership Model under Transition to Market Economy: the Case of Electricity. *Competition in European Electricity Markets: A Cross-Country Comparison*. Edward Elgar Publishing, 2003.

HOGAN, W. W. *Contract Networks for Electric Power Transmission: technical reference*. Harvard University, 1992. Disponível em: [www.whogan.com](http://www.whogan.com). Acesso em fevereiro de 2006.

\_\_\_\_\_. *Flowgates Rights and Wrongs*. Harvard University, 2000. Disponível em: [www.whogan.com](http://www.whogan.com). Acesso em fevereiro de 2006.

\_\_\_\_\_. *Financial Transmission Right Formulations*. Harvard University, 2002. Disponível em: [www.whogan.com](http://www.whogan.com). Acesso em fevereiro de 2006.

HUNT, S.; SHUTTLEWORTH, G. *Competition and Choice in Electricity*. 1. ed. England: Wiley & Sons, 1996.

HUNT, S. *Making Competition Work in Electricity*. 1. ed. New York: Wiley & Sons, 2002.

LI, T.; SHAHIDEHPOUR, M.; LI, Z. Bidding strategy for FTR obligations in transmission markets, *IEE Process Generation, Transmission and Distribution*. Chicago, V.152, n.3, p.422-428, 2005

LYONS, K.; FRASER, H.; PARMESANO, H. An Introduction to Financial Transmission Rights. *The Electricity Journal*, USA: Elsevier, v.13, p.31–37, 2000.

MME. Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico. *Documento de Apoio M: Congestionamento da Transmissão*. Brasília, 2002.

O'NEILL, R.P.; HELMAN, U.; HOOBS, B.F. et. al. A Joint Energy and Transmission Rights Auction: Proposal and Properties. *IEEE Transactions on Power Systems*. v.17. n.4, p-1058-1067, 2002.

O'NEILL, R.P.; HELMAN, U.; BALDICK, R. et. al. Contingent Transmission Rights in the Market Design. *IEEE Transactions on Power Systems*. v.18. n.4, p-1331-1337, 2003.

ONS. *Procedimentos de Rede*, 2002. Disponível em: [www.ons.org.br](http://www.ons.org.br). Acesso em abril de 2006.

PJM. *eFTR Users Guide: Revision 2*, 2004. Disponível em: [www.pjm.com](http://www.pjm.com). Acesso em março de 2006.

PORRUA, F. *Metodologia para Precificação e Análise do Risco de Contratação entre Submercados no Setor Elétrico Brasileiro*. Porto Alegre, 2005. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul.

PORRUA, F.; SCHUCH, G.B.; BARROSO, L.A. et. al. Assessment of Transmission Congestion Price Risk and Hedging in the Brazilian Electricity Market. In: 2005 CIGRE/IEEE PES International Symposium (October 5-7, 2005 : New Orleans, Louisiana USA). *Anais*. 2005. v.205.

QUINTANA, V.; BAUTISTA, G. Financial Transmission Right in Electricity Markets. In: IEEE MELECON 2006 (may 16-19, 2006 : Benalmadena (Málaga), Spain). *Anais*. 2006. p.931-934.

SILVA, E. L. *Formação de Preços em Mercados de Energia Elétrica*, 1. ed. Porto Alegre: Sagra Luzzatto, 2001.

\_\_\_\_\_. Supply adequacy in electricity markets based on hidro systems – the Brazilin case. *Energy Policy Elsevier*, v. 34, p.2002-2011, 2005.

STOFT, S. *Power System Economics*, 1. ed. New York: IEEE/Wiley-Interscience, 2002.

SUN, H.; DENG, S.; MELIOPOULOS, A.P.S. Impact of Market Uncertainty on Congestion revenue Right Valuation, *Journal of Energy Engineering*, New York, v.31, n.2, p.139-156, 2005.

YANG, D.; HALLAM, A.; CHEN, Y. et al. Optimal Bidding Strategy for Financial Transmission Right. In: International Conference on Power System Technology (October 22-26, 2006 : Chongqing, China). *Anais*. 2006, p.1-6.

WOOD, A. J.; WOLLENBERG, B. F. *Power Generation, Operation and Control*. 1.ed. New York: J. Wiley, 1996.