

APLICAÇÃO DE UM MERCADO ATACADISTA DE ÁGUA PARA REPARTIÇÃO  
DOS CERTIFICADOS DE ENERGIA ASSEGURADA ENTRE USINAS  
HIDRELÉTRICAS

André Dias Pinto

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

Aprovada por:

---

Prof. Luiz Fernando Loureiro Legey, Ph.D.

---

Prof. Lucio Guido Tapia Carpio, D.Sc.

---

Dr. Luiz Augusto Nóbrega Barroso, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

SETEMBRO DE 2007

PINTO, ANDRÉ DIAS

Aplicação de um Mercado Atacadista de  
Água para Repartição dos Certificados de  
Energia Assegurada entre Usinas Hidrelétricas  
[Rio de Janeiro] 2007

XII, 100 p. 29,7 cm (COPPE/UFRJ, M.Sc.,  
Planejamento Energético, 2007)

Dissertação - Universidade Federal do Rio  
de Janeiro, COPPE

1. Mercado Atacadista de Água
  2. Certificado de Energia Assegurada
- I. COPPE/UFRJ II. Título ( série )

Aos meus pais Cesar e Ione.

## **AGRADECIMENTOS**

Aos meus pais e irmã, por todo o carinho, educação, apoio e dedicação que sem os quais este trabalho não seria desenvolvido. Por todo amor cedido a mim, que foi o fator preponderante para alcançar este objetivo.

A minha linda namorada Marianna Porto Retondi, por todo amor, incentivo, carinho e afeto, indispensáveis em todos os momentos.

Ao meu orientador Luiz Fernando Loureiro Legey pela excelente orientação.

Ao amigo Rafael Kelman pela excelente contribuição, indispensável em todas as etapas do desenvolvimento.

A Mario Veiga Ferraz Pereira, pela oportunidade de realização deste trabalho.

Aos meus queridos amigos Eduardo Pereira, Leonardo Correia, Rafael Tavolaro, Flávia Louro, Luiz Carlos, Fernanda Thomé, Fernando Giffoni, Rafael Ramos, Victor Pereira, Elizabeth Albuquerque, Sheila Oliveira, Daniel Stilpen, Renata Moreira e Romílson Souza, pelas excelentes horas de descontração e alegria.

Ao CNPq e à UFRJ / COPPE pelos auxílios concedidos.

A todos os amigos da PSR Consultoria.

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

APLICAÇÃO DE UM MERCADO ATACADISTA DE ÁGUA PARA REPARTIÇÃO  
DOS CERTIFICADOS DE ENERGIA ASSEGURADA ENTRE USINAS  
HIDRELÉTRICAS

André Dias Pinto

Setembro/2007

Orientador: Luiz Fernando Loureiro Legey

Programa: Planejamento Energético

O objetivo desta dissertação é revisar os fundamentos metodológicos do cálculo dos certificados de energia assegurada, em particular a relação entre os objetivos de confiabilidade e mecanismos de mercado. Será visto que o esquema de pagamento “spot” não provê os incentivos corretos e necessários para a alocação de certificados de energia assegurada para usinas em cascata cujos proprietários são diferentes empresas. Será mostrado que os reservatórios a montante regularizam a produção de energia das usinas a jusante e, será proposta como solução, alternativa a remuneração “spot”, a criação de um Mercado Atacadista de Água. Os certificados de energia assegurada serão calculados com a metodologia proposta e comparados com os atualmente praticados no sistema brasileiro.

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

WHOLESALE WATER MARKET APPLICATION FOR ASSURED ENERGY  
CERTIFICATES ALLOCATION AMONG HYDROELECTRIC POWER PLANTS

André Dias Pinto

September/2007

Advisor: Luiz Fernando Loureiro Legey

Department: Energetic Planning

The objective of this dissertation is to revise the methodology used in the calculation of assured energy certificates for hydro plants, in particular the relation among the objectives of reliability and market mechanisms with the certificates. The relationship between the economic signals provided by the market “spot” of electricity with the certificates will be analyzed. It will be shown that the “spot price” payment does not provide the correct and necessary incentives for the energy certificates allocation in a cascade with agents belonging the different companies. Upstream reservoirs are not property compensated for the regulation of the energy production of the entire cascade and, as solution, alternative scheme to remunerate the water resources (Wholesale Water Market) will be discussed. The assured energy certificates will be calculated with the proposed methodology and compared with nowadays practiced in the Brazilian system.

# ÍNDICE

<b>1. INTRODUÇÃO</b> .....	<b>1</b>
1.1. A REFORMA DO SETOR ELÉTRICO E A IMPORTÂNCIA DA ENERGIA ASSEGURADA .	2
1.2. SINERGIA DA OPERAÇÃO INTEGRADA DE USINAS HIDRELÉTRICAS .....	3
1.3. O PROBLEMA DA REPARTIÇÃO DE BENEFÍCIOS .....	3
1.4. OBJETIVOS .....	4
1.5. ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO .....	4
<b>2. ENERGIA FIRME DE SISTEMAS HIDRELÉTRICOS</b> .....	<b>7</b>
2.1. ENERGIA FIRME DE UMA USINA HIDRELÉTRICA .....	7
2.1.1. <i>Suprimento firme</i> .....	7
2.1.2. <i>Diagrama de massas (Diagrama de Rippl)</i> .....	7
2.1.3. <i>Algoritmo recursivo</i> .....	10
2.1.4. <i>Aplicação do diagrama de massas</i> .....	11
2.2. FORMULAÇÃO COMO UM PROBLEMA DE OTIMIZAÇÃO - UMA ÚNICA USINA .....	11
2.2.1. <i>Equação de balanço hídrico</i> .....	12
2.2.2. <i>Limites de armazenamento e turbinamento</i> .....	12
2.2.3. <i>Geração hidrelétrica</i> .....	13
2.2.4. <i>Energia firme</i> .....	13
2.2.5. <i>Função objetivo</i> .....	13
2.3. SINERGIA DA OPERAÇÃO INTEGRADA DE USINAS HIDRELÉTRICAS .....	14
2.4. ENERGIA FIRME DE MÚLTIPLAS USINAS .....	15
2.5. FORMULAÇÃO COMO UM PROBLEMA DE OTIMIZAÇÃO - MÚLTIPLAS USINAS .....	15
2.5.1. <i>Equação de balanço hídrico</i> .....	15
2.5.2. <i>Limites de armazenamento e turbinamento</i> .....	16
2.5.3. <i>Geração hidrelétrica</i> .....	16
2.5.4. <i>Energia firme</i> .....	17
2.5.5. <i>Função objetivo</i> .....	17
2.5.6. <i>Formulação completa</i> .....	17
2.6. FORMULAÇÃO DO PROBLEMA COM LIMITES DE INTERCÂMBIO .....	18
2.7. PERÍODO CRÍTICO .....	19
2.7.1. <i>Interpretação das variáveis duais: modelo para uma usina</i> .....	19
2.7.2. <i>Interpretação das variáveis duais: modelo para múltiplas usinas</i> .....	21
2.8. METODOLOGIA DE SOLUÇÃO.....	22
<b>3. ENERGIA ASSEGURADA E O SISTEMA BRASILEIRO</b> .....	<b>24</b>
3.1. USO DA ENERGIA FIRME ANTES DA REFORMA DO SETOR .....	24
3.2. USO DA ENERGIA FIRME APÓS A REFORMA DO SETOR .....	24
3.3. CERTIFICADOS DE ENERGIA ASSEGURADA (CEA) .....	25
3.4. CÁLCULO DA ENERGIA FIRME - SISTEMA 100% HIDRELÉTRICO.....	26
3.5. CÁLCULO DA ENERGIA ASSEGURADA - SISTEMA 100% HIDRELÉTRICO .....	26
3.5.1. <i>Repartição da energia assegurada</i> .....	27
3.5.2. <i>Geração média no período crítico</i> .....	27
3.5.3. <i>Última adição</i> .....	29

3.5.4.	<i>Análise dos critérios de repartição adotados</i> .....	30
3.6.	CÁLCULO DOS CEAS - SISTEMA HIDROTÉRMICO .....	30
3.6.1.	<i>Repartição da energia assegurada</i> .....	31
3.6.2.	<i>Critério do valor econômico - geração média no período crítico</i> .....	31
3.6.3.	<i>Procedimento adotado</i> .....	31
3.7.	REPARTIÇÃO DA ENERGIA ASSEGURADA - CRITÉRIOS NÃO HOMOGÊNEOS .....	34
<b>4.</b>	<b>RELAÇÃO ENTRE CERTIFICADOS “FINANCEIROS” E “FÍSICOS”</b> .....	<b>35</b>
4.1.	CASO DETERMINÍSTICO - CÁLCULO DA ENERGIA FIRME DE UMA USINA .....	35
4.2.	CASO PROBABILÍSTICO .....	37
<b>5.</b>	<b>O PROBLEMA DAS USINAS EM CASCATA</b> .....	<b>42</b>
5.1.	DISTORÇÃO DOS SINAIS ECONÔMICOS .....	42
5.2.	MERCADOS DE ÁGUA E ENERGIA ELÉTRICA .....	43
5.3.	MECANISMO DE CORREÇÃO: O MERCADO ATACADISTA DE ÁGUA (MAA).....	43
5.3.1.	<i>Despacho hidrotérmico</i> .....	44
5.3.2.	<i>Remuneração “spot” dos geradores</i> .....	45
5.3.3.	<i>Efeito do reservatório</i> .....	45
5.3.4.	<i>Compensação dos geradores</i> .....	46
5.3.5.	<i>Compensação do reservatório ao sistema</i> .....	47
5.3.6.	<i>Balço das compensações de reservatórios e geradores</i> .....	47
5.3.7.	<i>Exemplo de balanço no MAA</i> .....	49
5.4.	EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL .....	51
<b>6.</b>	<b>PROPOSTA ALTERNATIVA PARA CÁLCULO DOS CERTIFICADOS DE ENERGIA ASSEGURADA</b> .....	<b>52</b>
6.1.	VOLATILIDADE DE PREÇOS EM SISTEMAS TÉRMICOS .....	52
6.2.	VOLATILIDADE DE PREÇOS NO SISTEMA BRASILEIRO .....	53
6.3.	CONTRATOS BILATERAIS .....	54
6.4.	CONTRATOS CRUZADOS PARA USINAS HIDRELÉTRICAS .....	55
6.4.1.	<i>Volatilidade para usinas hidrelétricas</i> .....	55
6.4.2.	<i>Contratos cruzados</i> .....	56
6.5.	CÁLCULO DO VALOR DAS COTAS .....	57
6.6.	CÁLCULO DA ENERGIA ASSEGURADA .....	58
6.6.1.	<i>Critério proposto</i> .....	58
<b>7.</b>	<b>ESTUDO DE CASO</b> .....	<b>60</b>
7.1.	DESCRIÇÃO DO ESTUDO .....	60
7.2.	PREÇO “SPOT” X PRODUÇÃO DE ENERGIA ESPERADA .....	61
7.3.	BENEFÍCIO DA REGULARIZAÇÃO .....	63
7.4.	RESULTADOS .....	64
<b>8.</b>	<b>CONCLUSÃO</b> .....	<b>70</b>
8.1.	TRABALHOS FUTUROS .....	72
<b>9.</b>	<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS</b> .....	<b>74</b>
<b>10.</b>	<b>ANEXO A - MARCO CONCEITUAL</b> .....	<b>78</b>



10.1.	MERCADO “SPOT” EM SISTEMAS TÉRMICOS .....	78
10.1.1.	<i>Formulação do problema</i> .....	78
10.1.2.	<i>Cálculo do preço “spot”</i> .....	79
10.1.3.	<i>Remuneração líquida de um gerador</i> .....	79
10.1.4.	<i>Exemplo</i> .....	79
10.2.	MERCADOS “SPOT” EM SISTEMAS HIDROTÉRMICOS.....	80
10.2.1.	<i>Diferenças entre despacho térmico e hidrotérmico</i> .....	80
10.2.2.	<i>Dependência temporal da operação</i> .....	81
10.2.3.	<i>Custo imediato e custo futuro</i> .....	82
10.2.4.	<i>Valor da água</i> .....	83
10.2.5.	<i>Cálculo do preço “spot” num sistema hidrotérmico</i> .....	84
10.2.6.	<i>Exemplo</i> .....	86
<b>11.</b>	<b>ANEXO B - CÁLCULO DA FUNÇÃO DE CUSTO FUTURO</b> .....	<b>89</b>
<b>12.</b>	<b>ANEXO C - O MECANISMO DE REALOCAÇÃO DE ENERGIA</b> .....	<b>92</b>
12.1.	MRE: MOTIVAÇÃO.....	92
12.1.1.	<i>Riscos hidrológicos de usinas hidrelétricas</i> .....	92
12.1.2.	<i>Eficiência econômica da remuneração “spot”</i> .....	93
12.2.	O MECANISMO DE REALOCAÇÃO DE ENERGIA .....	94
12.3.	EXEMPLO DE APLICAÇÃO DO MRE .....	95
12.4.	RELAÇÃO ENTRE COTAS E CERTIFICADOS DE ENERGIA ASSEGURADA.....	98
12.5.	VANTAGENS E LIMITAÇÕES DO MRE .....	99

# ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1 - Histograma afluente ao reservatório .....	8
Figura 2.2 - Diagrama de Massas .....	8
Figura 2.3 - Elementos do diagrama de massas .....	8
Figura 2.4 - Gráfico de sucessivas aplicações do Método de Rippl .....	11
Figura 2.5 - Período crítico para uma usina hidrelétrica.....	19
Figura 3.1 - Cenários possíveis.....	28
Figura 4.1 - Energia Firme de uma Usina Hidrelétrica.....	36
Figura 4.2 - Evolução dos Preços “spot” .....	36
Figura 4.3 - Períodos Secos em uma Simulação Probabilística.....	38
Figura 4.4 - Evolução dos cenários de vazões futuras - Sistema 100% hidrelétrico .....	38
Figura 4.5 - Evolução dos cenários de vazões futuras - Sistema hidrotérmico .....	40
Figura 4.6 - Evolução dos cenários de vazões futuras - Sistema hidrotérmico .....	41
Figura 5.1 - Conjunto reservatório “puro” e usinas a fio d’água .....	42
Figura 5.2 - Sistema Hidrelétrico em Cascata .....	49
Figura 6.1 - Evolução dos preços “spot” .....	53
Figura 6.2 - Uso de Contratos para Redução de Volatilidade.....	55
Figura 7.1 - Preço “spot” x Geração Total das Usinas Hidrelétricas.....	62
Figura 7.2 - Vazão Natural Afluente à Hidrelétrica de Estreito e Vazão Regularizada ...	63
Figura 7.3 - Resultados para as bacias do Rio Grande, Paranaíba e Paraná.....	69
Figura 7.4 - Resultados para a bacia do Rio Iguaçu .....	69
Figura 10.1 - Processo de Decisão para Sistemas Hidrotérmicos.....	81
Figura 10.2 - Custos Imediato e Futuro × Armazenamento.....	82
Figura 10.3 - Cálculo da FCF .....	83
Figura 10.4 - Uso Ótimo da Água.....	83
Figura 10.5 - Balanço hídrico .....	85
Figura 10.6 - Função de custo futuro .....	87
Figura 11.1 - Definição dos Estados do Sistema .....	89
Figura 11.2 - Cálculo da Decisão Ótima por Cenário - Último Estágio.....	89
Figura 11.3 - Cálculo do primeiro segmento da FCF .....	90
Figura 11.4 - FCF Linear por partes para o Estágio T-1.....	90

Figura 11.5 - Cálculo do Custo Operativo para o Estágio T-1 e FCF para T-2..... 91

# ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 5.1 - Características das Usinas Hidrelétricas.....	49
Tabela 5.2 - Despacho Ótimo - Sistema Hidrotérmico.....	50
Tabela 5.3 - Balanços no MAA para as Usinas Hidrelétricas.....	50
Tabela 5.4 - Balanços na CCEE.....	51
Tabela 6.1 - Geradores Hidrelétricos.....	56
Tabela 6.2 - Despacho e Remuneração na CCEE.....	57
Tabela 6.3 - Cotas das usinas participantes.....	57
Tabela 6.4 - Distribuição do Montante.....	57
Tabela 7.1 - Comparação das energias asseguradas (MW).....	64
Tabela 10.1 - Geradores.....	79
Tabela 10.2 - Demandas.....	79
Tabela 10.3 - Balanço de pagamentos.....	80
Tabela 10.4 - Características da Usina Hidrelétrica.....	86
Tabela 10.5 - Despacho Ótimo - Sistema Hidrotérmico.....	88
Tabela 12.1 - Geradores.....	95
Tabela 12.2 - Demandas.....	95
Tabela 12.3 - Despacho Ótimo.....	96
Tabela 12.4 - Balanço no mercado “spot” sem MRE - Geração.....	96
Tabela 12.5 - Balanço da Demanda.....	96
Tabela 12.6 - CEAs e Cotas da “Empresa” MRE.....	96
Tabela 12.7 - Créditos de Geração das Hidrelétricas.....	97
Tabela 12.8 - Balanço no mercado “spot” com MRE - Geradores Hidrelétricos.....	97

## 1. INTRODUÇÃO

Ao longo da segunda metade do século XX, o Setor Elétrico Brasileiro teve competência para implantar e operar um complexo sistema hidrelétrico, responsável por, atualmente, mais de 90% de toda a energia elétrica produzida no país. Este resultado foi alcançado através de um forte aparato regulatório e institucional, formado por poderosas empresas estatais, tanto federais como estaduais, bem como por intensa atividade de pesquisa, tanto nas universidades quanto nos centros de pesquisa no campo energético.

Sob a ótica do aproveitamento dos recursos hídricos, o desafio nesse período foi relativamente simples. Tratava-se de maximizar o uso dos potenciais hidráulicos, levando em conta as sinergias entre reservatórios de uma mesma cascata e a complementaridade hidrológica entre as bacias hidrográficas. Planejava-se a bacia hidrográfica como um todo, exatamente como muito mais tarde veio a ser proposto pela comunidade internacional (Conferência de Dublin e Conferência de Cúpula do Rio, ambas em 1992) e pela própria legislação brasileira (Lei 9433, de 1997). Começava-se pela "divisão de queda", que servia para identificar os locais propícios para futura instalação de aproveitamentos hidrelétricos. Nesta fase, escolhia-se a divisão de queda que resultasse no máximo benefício energético para "o conjunto da obra", isto é, para o conjunto das usinas. A lógica era de sacrificar um "talento individual", definido como um bom local para implantar uma usina, sob a ótica puramente local, sempre que esta decisão viesse a comprometer a implantação do melhor conjunto de usinas na cascata, que resultasse no maior benefício energético. Para mensurar este benefício, adotava-se como métrica a energia firme do sistema, que é definida como a máxima demanda energética que o sistema poderia atender, sem qualquer racionamento, na hipótese de repetição da pior série hidrológica observada no passado (uso da série histórica) [1][2]. A razão entre o custo de construção de cada alternativa e a respectiva energia firme era usada como seu índice custo / benefício, o que permitia a comparação econômica de alternativas.

Posteriormente<sup>1</sup>, passou-se a mensurar o benefício energético pela energia assegurada, que é definida como a máxima demanda energética que o sistema poderia atender com um nível de confiabilidade pré-definido. Ao contrário da energia firme, que utiliza o histórico de vazões, a energia assegurada utiliza uma amostra de cenários hidrológicos produzidos por um modelo estocástico de vazões (séries sintéticas). Dessa forma, a partir do número de séries simuladas e da confiabilidade desejada, calcula-se a energia assegurada (no Brasil a confiabilidade é de 95%, ou seja, calcula-se a maior demanda que seria atendida pelo conjunto de usinas para 95% dos cenários hidrológicos simulados).

### **1.1. A reforma do Setor Elétrico e a importância da energia assegurada**

Com a reforma do Setor Elétrico Brasileiro e a introdução dos mercados atacadistas (“spot”) de eletricidade, a energia assegurada ganhou um importante papel comercial e na segurança de suprimento. No modelo do Setor Elétrico Brasileiro aprovado em 2004, a confiabilidade de suprimento é obtida de maneira indireta, através de dois requisitos principais: 100% da demanda deve estar contratada com geradores e cada contrato deve estar respaldado por uma capacidade de produção física de energia. Em particular, a capacidade de respaldo de uma usina hidrelétrica é conhecida como certificado de energia assegurada (CEA)<sup>2</sup>.

Há, portanto, uma ligação vital entre a energia assegurada de um equipamento e a confiabilidade de suprimento: para qualquer combinação de geradores cuja soma de energia assegurada é igual à demanda total, a confiabilidade física de suprimento deveria ser igual (ou melhor) do que o padrão estabelecido.

---

<sup>1</sup> Uma das razões desta mudança de critério é que o período crítico (período com as piores afluições do histórico de vazões) da Região Sul é diferente do período crítico da Região Sudeste, ou seja, não há um período crítico “único” para todo o sistema Brasileiro.

<sup>2</sup> Já as usinas térmicas, na regulamentação atual, têm um respaldo igual à chamada potência efetiva (potência nominal ajustada pela disponibilidade média, incluindo manutenção programada e saídas forçadas). As interconexões internacionais também possuem respaldos, que são iguais à capacidade nominal da interconexão. Entretanto o foco desta dissertação é no cálculo de CEAs para usinas hidrelétricas.

Além da importância para a confiabilidade de suprimento e expansão eficiente, os CEAs têm grande importância comercial, pois formam o limite máximo para contratação bilateral de uma usina hidrelétrica e também atuam diretamente no chamado Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) [2], que aloca os benefícios da operação integrada entre as usinas e está diretamente relacionado com o fluxo de pagamentos à usina no mercado atacadista de energia (CCEE)<sup>3</sup>.

## **1.2. Sinergia da operação integrada de usinas hidrelétricas**

Um aspecto interessante é a existência de um ganho “sinérgico” de energia assegurada, que resulta da ação integrada de todas as usinas hidrelétricas do sistema [2][3]. A operação integrada de um conjunto de usinas hidrelétricas possibilita aproveitar a diversidade hidrológica<sup>4</sup> entre elas, e regular suas vazões afluentes, importante tarefa realizada pelos reservatórios de regularização<sup>5</sup> [4][5]. Isto permite que, através de uma operação conjunta, as usinas consigam atender a uma demanda “assegurada” maior que a soma das demandas que cada uma conseguiria atender se operasse individualmente, como mostrado em [6].

## **1.3. O problema da repartição de benefícios**

A existência de benefícios “sistêmicos” na capacidade de produção “assegurada” leva imediatamente à questão de como reparti-los entre os agentes proprietários das usinas. Como mencionado antes, esta repartição de benefícios tem grande importância comercial, pois no Brasil a energia assegurada é usada como limite máximo para os contratos de suprimento assinados pelas usinas hidrelétricas<sup>6</sup>.

---

<sup>3</sup> Como discutido no Anexo C, os principais objetivos do MRE são: permitir que o despacho otimizado do sistema seja realizado de forma desvinculada a interesses comerciais específicos e reduzir a volatilidade da produção das usinas hidrelétricas, devido a períodos de estiagens prolongadas e administrar convenientemente o problema da operação de usinas em cascata pertencentes a empresas diferentes.

<sup>4</sup> Desde que haja suficiente intercâmbio, a diversidade hidrológica possibilita que as usinas situadas em bacias que estão experimentando condições hidrológicas mais favoráveis “ajudem” aquelas que atravessam períodos de estiagem (e vice-versa quando os períodos hidrológicos se invertem).

<sup>5</sup> Responsáveis por regularizar as vazões naturais afluentes da própria usina (armazenando água em períodos úmidos para usar em períodos mais secos), e ajudar na regularização das vazões das usinas a jusante.

<sup>6</sup> Isto também ocorre em muitos sistemas com base hidrelétrica, tais como o Panamá, costa oeste dos Estados Unidos (Bonneville Power Administration), Chile, Argentina e Nova Zelândia.

Como discutido em [2], no sistema brasileiro, foram aplicadas duas metodologias básicas de repartição da energia assegurada total: repartição em proporção à geração média no período crítico de cada usina e repartição de acordo com a “última adição”, que procura reconhecer o benefício incremental de cada usina.

#### **1.4. Objetivos**

O objetivo principal desta dissertação é discutir a coerência entre o mecanismo de mercado “spot” introduzido com a reforma do Setor e o cálculo da energia assegurada das usinas hidrelétricas. Será mostrado que a energia assegurada de um equipamento hidrelétrico pode ser calculada a partir da proporção entre seu faturamento no mercado “spot” de eletricidade e o faturamento total do sistema e este critério será a base para a nova metodologia de repartição da energia assegurada total entre seus agentes.

Entretanto, será também mostrado que devido à existência de usinas hidrelétricas sem capacidade de armazenamento, o uso da remuneração “spot” como critério para cálculo de energia assegurada é injusto com os reservatórios, que não são beneficiados pela importante tarefa de regularização das vazões das usinas a jusante.

Finalmente, esta dissertação utilizará a proposta de criação de um Mercado Atacadista da Água apresentada em [4][5][7] como mecanismo para corrigir as distorções mostradas e, com isso, a metodologia proposta neste trabalho pode ser utilizada como um critério alternativo de repartição de energia assegurada total de um sistema hidrelétrico entre suas usinas, baseado em mecanismos de mercado e na teoria de precificação marginal.

#### **1.5. Organização do trabalho**

Este trabalho está organizado da seguinte maneira:

Como motivação inicial, o Capítulo 2 formula o problema de cálculo da energia firme como um modelo de otimização não linear. São apresentados e discutidos três modelos, com complexidade crescente para os seguintes casos: (i) uma única usina; (ii)



conjunto de usinas sem restrições de transmissão; e (iii) conjunto de usinas com restrições de transmissão. A partir das variáveis duais associadas à solução ótima deste problema, são feitas interpretações de conceitos associados ao cálculo do firme, tais como o período crítico.

O Capítulo 3 resume as principais questões sobre o tema “energia assegurada” no Sistema Brasileiro, abordando a metodologia atual de cálculo e seus critérios de alocação entre os agentes.

O Capítulo 4 discute a relação entre o procedimento de mercado e o cálculo tradicional da energia assegurada, baseado na produção “física” das usinas. Este critério será utilizado nesta dissertação como base para a metodologia proposta.

O Capítulo 5 trata do problema da distorção dos sinais econômicos em sistemas hidrotérmicos em que usinas pertencentes a diferentes empresas estão localizadas numa mesma bacia hidrográfica e os pagamentos são feitos com base apenas na energia produzida por cada gerador. Mostra-se que este problema é causado pela não remuneração do bem econômico “água” regularizado pelos reservatórios da cascata. Apresenta-se como proposta para a correção da distorção econômica, a criação de um Mercado Atacadista de Água (MAA). Neste mercado, parte da renda obtida através da venda da energia produzida por uma hidrelétrica na CCEE é realocada para os respectivos agentes que contribuíram para esta produção através da regularização de seus reservatórios.

O Capítulo 6 discute a volatilidade de preços nos mercados “spot” de energia elétrica e uma maneira de amenizar esse fato através da assinatura de contratos bilaterais com a demanda e contratos cruzados entre as usinas, diminuindo assim o risco. Será mostrada a equivalência entre contratos cruzados e energia assegurada, culminando no fim com a apresentação da proposta desta dissertação.

O Capítulo 7 mostra que a introdução de um Mercado Atacadista de Água corrige o problema da repartição fornecendo os sinais econômicos corretos para a operação do sistema. O caso brasileiro é o foco deste capítulo.

O Capítulo 8 apresenta as conclusões do estudo e uma proposta para trabalhos futuros.

## **2. ENERGIA FIRME DE SISTEMAS HIDRELÉTRICOS**

Como passo inicial para apresentar o problema e como motivação, este capítulo formula o problema de cálculo da energia firme como um modelo de otimização não linear. São apresentados e discutidos três modelos, de complexidade crescente: (i) uma única usina; (ii) conjunto de usinas sem restrições de transmissão; e (iii) conjunto de usinas com restrições de transmissão.

### **2.1. Energia firme de uma usina hidrelétrica**

#### **2.1.1. Suprimento firme**

O conceito de suprimento firme surgiu no final do século XIX, quando se estudava o dimensionamento de reservatórios para o abastecimento de água a cidades. O objetivo era determinar a capacidade de armazenamento que asseguraria uma determinada vazão “firme” mesmo na ocorrência da seqüência mais seca registrada no histórico.

Rippl propôs em [8] um diagrama para determinar graficamente a mínima capacidade de armazenamento para garantir o atendimento a uma demanda  $d$  constante (“firme”), caso o histórico de vazões naturais afluentes mais secas voltasse a ocorrer.

#### **2.1.2. Diagrama de massas (Diagrama de Rippl)**

O volume útil de um reservatório pode ser entendido como o volume de armazenamento necessário para garantir uma vazão regularizada constante durante o período de estiagem mais crítico. Os métodos de cálculo deste volume baseiam-se no diagrama de massas ou diagrama de Rippl.

O diagrama de massas corresponde à integral de um histograma de vazões afluentes, portanto é um diagrama de volumes acumulados que afluem ao reservatório. Um histograma como o mostrado na Figura 2.1 dá origem ao diagrama de massas como o da Figura 2.2.

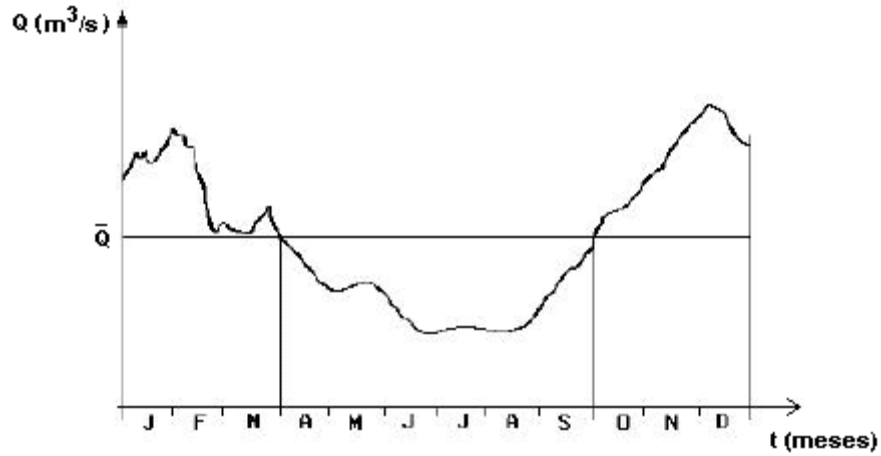


Figura 2.1 - Histograma afluente ao reservatório

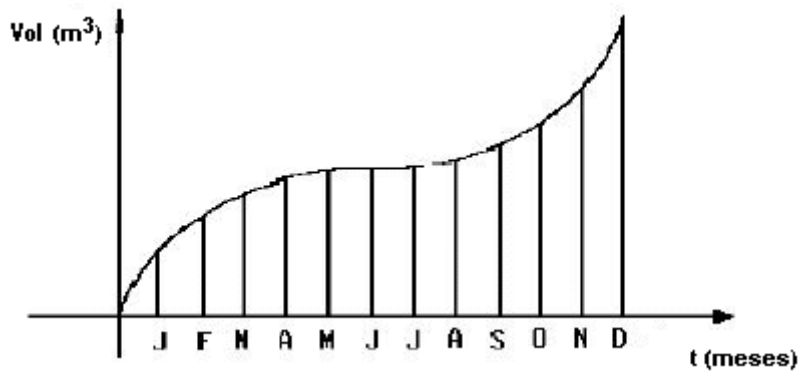


Figura 2.2 - Diagrama de Massas

Como o diagrama de massas é a integral do histograma afluente ao reservatório, as retas tangentes a esta curva correspondem às vazões naturais do curso d'água em cada instante considerado, conforme ilustra a Figura 2.3 a seguir.

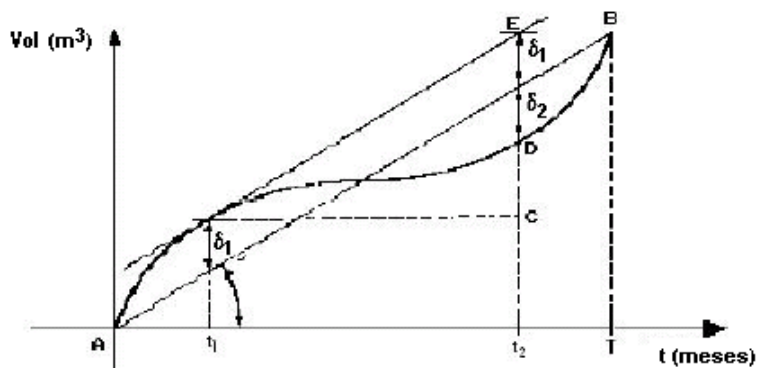


Figura 2.3 - Elementos do diagrama de massas

Na Figura 2.3, a vazão média  $\bar{Q}$  de longo termo<sup>7</sup> é dada pela inclinação da reta AB. As vazões a serem regularizadas são referenciadas como porcentagem da vazão média.

Considere que se a vazão a ser regularizada é a própria vazão média. O período mais crítico de estiagem na Figura 2.3 é o intervalo de tempo de  $t_1$  a  $t_2$ . Para manter a vazão média durante este intervalo, será necessário descarregar do reservatório um volume  $V_n$ , dado por:

$$V_n = \bar{Q}(t_2 - t_1) \quad (2.1)$$

Como o diagrama da Figura 2.3 é um diagrama integral, o volume  $V_n$  fica representado pelo segmento EC. O volume  $V_a$  que afluí ao reservatório no período de tempo  $(t_1, t_2)$  é:

$$V_a = \int_{t_1}^{t_2} Q dt \quad (2.2)$$

Este volume é representado pelo segmento DC na Figura 2.3. Assim, a capacidade necessária para o reservatório, isto é  $(V_n - V_a)$ , é representada pelo segmento ED, que por sua vez é a soma de  $\delta_1$  e  $\delta_2$ .

Desta forma, utilizando-se o diagrama de massas, é possível determinar graficamente o volume útil do reservatório para uma determinada vazão regularizada. Para tanto, deve-se traçar uma reta passando pela origem e com inclinação igual à vazão desejada, ou seja, traçar a curva de vazões acumuladas de regularização. Passa-se então a traçar retas paralelas a esta e tangente à curva do diagrama de massas. O maior afastamento entre essas tangentes corresponde ao máximo déficit existente na série histórica natural, definindo, portanto, o volume útil a ser armazenado no reservatório.

---

<sup>7</sup> Média aritmética das vazões naturais médias, correspondentes a um mesmo período, verificadas durante a série histórica de observações. A vazão média a longo termo (MLT) é normalmente determinada para cada mês do ano, podendo, também, ser calculada para outros intervalos de tempo.

Da análise do diagrama, observa-se que, nos pontos em que a reta tangente à curva tem inclinação maior que a vazão regularizada, haverá o enchimento do reservatório. Caso contrário, ocorrerá o seu esvaziamento.

Logo, o diagrama de massas é um método determinístico (já que se baseia apenas na série histórica existente) que determina a capacidade do reservatório a ser construído que garanta uma vazão regularizada constante.

Caso o diagrama de massas não possua tangentes com inclinação menor que a vazão a ser regularizada, não existe a necessidade de construção do reservatório, já que neste caso fica claro que a vazão a ser regularizada é sempre atendida apenas com as vazões naturais afluentes.

### **2.1.3. Algoritmo recursivo**

O valor da capacidade necessária para o reservatório obtido graficamente pelo diagrama de massas pode também ser calculado através de uma recursão inversa. Suponha que estejamos simulando a operação de um reservatório para um histórico de vazões naturais  $Q_t$  com  $T$  períodos e que uma demanda firme de água igual a  $d$  deve ser atendida em todos eles.

Sabe-se que no início do período  $T$ , ou seja, o último, seria necessário um reservatório que armazenasse uma quantidade de água  $V_T$  igual a  $\text{Max}\{0, (d - Q_T)\}$ , onde  $Q_T$  é o volume afluente no período  $T$ . Se  $Q_T$  for maior que  $d$ , não seria necessário ter água alguma armazenada no início deste período e neste caso  $V_T$  seria igual a zero.

No período  $(T-1)$  o mesmo raciocínio pode ser aplicado, ou seja, seria necessário haver armazenado no início deste período uma quantidade de água  $V_{T-1}$  igual a  $\text{Max}\{0, (d - Q_{T-1})\} + V_T$ .

Repetindo o mesmo procedimento até o primeiro período obtêm-se todos os montantes de água que devem estar armazenados no início de cada período. O maior valor dentre eles, portanto, é o tamanho mínimo que o reservatório deve ter para atender continuamente à demanda  $d$ .

#### 2.1.4. Aplicação do diagrama de massas

Aplicando o método de Rippl sucessivas vezes para diferentes demandas, pode-se construir um gráfico (Figura 2.4) que responde à pergunta inversa: qual a demanda firme  $d$  que poderá ser atendida por uma determinada capacidade de armazenamento  $\bar{v}$ ? Observa-se na figura que a demanda firme capaz de ser atendida por um reservatório de tamanho “infinito” é a média dos volumes afluentes do histórico. No outro extremo (reservatório de tamanho zero) esta demanda firme seria igual ao menor volume afluente do histórico.

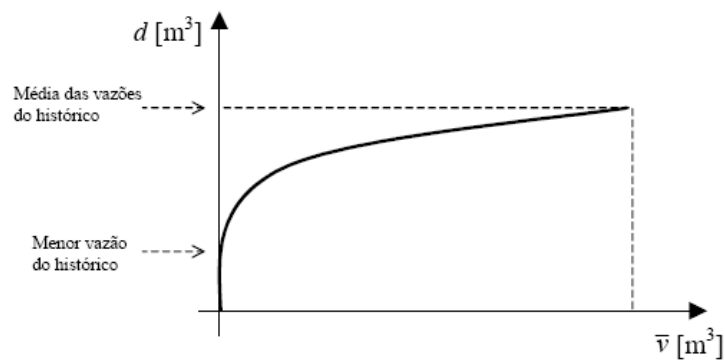


Figura 2.4 - Gráfico de sucessivas aplicações do Método de Rippl

O conceito de suprimento firme foi posteriormente levado para o Setor Elétrico e aplicado ao dimensionamento econômico de usinas hidrelétricas. Essencialmente, para cada alternativa de capacidade do reservatório, calculava-se a energia firme resultante – capacidade de produção constante de energia. Usava-se a razão entre o custo de construção de cada alternativa e a respectiva energia firme como seu índice custo / benefício, o que permitia a comparação econômica de alternativas.

#### 2.2. Formulação como um problema de otimização - uma única usina

A energia firme de uma usina corresponde à máxima produção contínua que pode ser obtida dado o registro histórico de vazões. Naturalmente, a produção de energia está sujeita a restrições operativas da usina (balanço hídrico, limites de armazenamento e turbinamento), discutidas a seguir.

### 2.2.1. Equação de balanço hídrico

Esta equação representa a evolução do armazenamento ao longo do período de estudo: o volume final a cada estágio é obtido somando-se ao volume inicial a afluência durante o estágio e subtraindo-se os volumes turbinado, vertido, evaporado e de demais usos:

$$V_{t+1} = V_t + a_t - u_t - w_t - e_t(V_t, V_{t+1}) - r_t \quad \text{para } t = 1, \dots, T \quad (2.3)$$

onde:

$t$	indexa os estágios (por exemplo, mês)
$T$	duração do estudo (número de meses do registro histórico)
$V_t$	armazenamento do reservatório no início do mês $t$ ( $m^3$ ). $v_0$ (volume inicial) conhecido.
$V_{t+1}$	armazenamento ao final do mês $t =$ início do mês $t+1$ ( $m^3$ )
$a_t$	afluência natural ao longo do mês ( $m^3$ )
$u_t$	volume turbinado ao longo do mês ( $m^3$ )
$w_t$	volume vertido ao longo do mês ( $m^3$ )
$e_t(V_t, V_{t+1})$	evaporação ( $m^3$ ) – proporcional ao produto da área do reservatório ( $km^2$ ), a qual depende do armazenamento, pelo coeficiente mensal de evaporação ( $mm$ )
$r_t$	demandas adicionais de água (irrigação, abastecimento, etc.) ( $m^3$ )

### 2.2.2. Limites de armazenamento e turbinamento

Estas restrições são auto-explicativas:

$$V_t \leq V_{\max} \quad \text{para } t = 1, \dots, T \quad (2.4)$$

$$u_t \leq U_{\max} \quad \text{para } t = 1, \dots, T \quad (2.5)$$

onde:

$V_{\max}$	armazenamento máximo ( $m^3$ )
$U_{\max}$	máximo volume turbinado ao longo do mês ( $m^3$ )

A rigor,  $V_{\max}$  deveria variar sazonalmente para capturar o efeito do volume de espera para amortecimento de cheias, que se adota em alguns reservatórios. Por simplicidade de notação, no entanto, adotou-se  $V_{\max}$  constante e igual ao volume útil.



### 2.2.3. Geração hidrelétrica

A produção de energia da usina (MWh) é proporcional ao produto do volume turbinado ( $m^3$ ) pela altura líquida de queda (m). Esta, por sua vez, corresponde à diferença entre a cota do reservatório - que depende do volume armazenado - e o nível do canal de fuga, que depende do volume defluente e perdas hidráulicas.

Finalmente, a produção de energia está limitada pela potência do gerador:

$$u_t \times \rho \times h_t \leq P_{\max} \quad \text{para } t = 1, \dots, T \quad (2.6)$$

$$h_t = p_1(v_t, v_{t+1}) - p_2(u_t, w_t) - h_p \quad \text{para } t = 1, \dots, T \quad (2.7)$$

onde:

$\rho_t$  fator de produção da usina ( $MWh/m^3$ ), onde  $\rho = 3.6$  (constante)  $\times g$  ( $m/s^2$ )  $\times \eta$  (eficiência do conjunto turbina / gerador).

$h_t$  altura de queda líquida da usina no estágio  $t$  (m)

$p_1(\cdot)$  polinômio cota  $\times$  volume do reservatório (variável independente é  $0.5 \times [v_t + v_{t+1}]$ )

$p_2(\cdot)$  polinômio cota do canal de fuga  $\times$  volume defluente (variável independente é  $[u_t + w_t]$ )

$h_p$  altura das perdas hidráulicas da usina (m)

$P_{\max}$  capacidade instalada (MW)

### 2.2.4. Energia firme

Como a energia firme deve ser produzida continuamente, o conjunto de restrições a seguir essencialmente estabelece que essa energia corresponde à menor quantidade produzida ao longo do período:

$$F \leq u_t \times \rho \times h_t \quad \text{para } t = 1, \dots, T \quad (2.8)$$

onde:  $F$  é uma variável escalar que representa a energia firme (MW médio).

### 2.2.5. Função objetivo

Como visto na expressão (2.8),  $F$  é menor ou igual à produção hidrelétrica em cada período  $t = 1, \dots, T$ . Isto significa que  $F$  é menor ou igual à menor produção ao longo do período. Se o objetivo for o de maximizar  $F$ , obtém-se a máxima produção que pode

ser atendida continuamente ao longo de todo o histórico de vazões, que é, por definição, a energia firme.

### **2.3. Sinergia da operação integrada de usinas hidrelétricas**

A operação integrada de um conjunto de usinas hidrelétricas possibilita aproveitar a existência da diversidade hidrológica usualmente observada entre elas, e regular suas vazões afluentes, por intermédio de seus reservatórios. Desta forma a operação conjunta das usinas consegue atender a uma demanda “firme” maior que a soma das demandas que cada uma conseguiria atender se operasse “individualmente”.

A diversidade hidrológica possibilita que as usinas situadas em bacias que estão experimentando condições hidrológicas mais favoráveis “ajudem” aquelas que atravessam períodos de estiagem (e vice-versa quando os períodos hidrológicos se invertem).

Outra forma de benefício observada na operação integrada das usinas é a ação dos reservatórios, que além de regularizar as vazões naturais afluentes da própria usina (armazenando água em períodos úmidos para usar em períodos mais secos), ajudam na regularização das vazões das usinas a jusante. Uma usina a fio d’água (sem reservatório), por exemplo, tem sua produção de energia totalmente dependente das suas vazões naturais, que são sazonais e variáveis. A maior demanda “firme” que ela consegue atender tende a ser baixa, dado que não é possível armazenar e transferir água dos períodos úmidos para os períodos secos. Entretanto, esta usina é beneficiada quando há um reservatório a montante, pois a regularização de vazões proporcionada por este reservatório a beneficia diretamente. Assim, a usina consegue atender a uma demanda constante superior à que conseguiria se dependesse somente de suas vazões naturais. Por uma propriedade análoga ao caso anterior, este ganho não seria observado quando as usinas de uma mesma cascata operam de forma independente. Neste caso os benefícios da regularização à jusante seriam perdidos.

Em resumo, existe um ganho “sinérgico” de energia firme, que resulta da ação cooperativa de todos os agentes do sistema. A importância desta sinergia é ilustrada, por

exemplo, em [6], onde se mostra que há uma diferença de quase 8000 MW médios entre a soma das energias firmes “individuais” (calculada assumindo que não existe coordenação na operação) e a energia firme integrada do sistema hidrelétrico brasileiro<sup>8</sup>.

## 2.4. Energia firme de múltiplas usinas

O conceito de energia firme foi a seguir estendido para um conjunto de usinas, com o objetivo de garantir a máxima produção de energia, constante no tempo, admitindo-se flutuações de produção de cada usina. Este conceito foi amplamente aplicado em estudos de inventário, que serviram para definir a “divisão de quedas” de cada rio.

## 2.5. Formulação como um problema de otimização - múltiplas usinas

A energia firme de um sistema composto de múltiplas usinas hidrelétricas também pode ser obtida através de um modelo de programação não linear, análogo ao modelo para uma usina visto no na Seção 2.2. A produção de energia total do sistema, também neste caso, está sujeita a restrições operativas de cada usina que compõe o sistema (balanço hídrico, limites de armazenamento e turbinamento).

### 2.5.1. Equação de balanço hídrico

Para o caso de um sistema com múltiplas usinas, a equação de balanço hídrico é um pouco diferente, já que neste caso adiciona-se à afluência incremental de cada usina as defluências das usinas a montante dela. O volume final a cada estágio é obtido somando-se ao volume inicial a afluência durante o estágio (afluência incremental somada à defluência das usinas a montante) e subtraindo-se os volumes turbinado e vertido, evaporação e irrigação:

$$V_{t+1,i} = V_{t,i} + a_{t,i} + \sum_{m \in Mi} [u_{t,m} + w_{t,m}] - u_{t,i} - w_{t,i} - e_{t,i}(V_{t,i}, V_{t+1,i}) - r_{t,i} \quad \text{para } i = 1, \dots, I \quad (2.9)$$

onde:

t            indexa os estágios (por exemplo, mês)

T            duração do estudo (número de meses do registro histórico)

---

<sup>8</sup> Estudo realizado com dados da época, vide referência citada.

$i$	indexa as usinas ( $I$ – número de usinas)
$v_{t,i}$	armazenamento do reservatório no início do mês $t$ ( $m^3$ ). $v_0$ conhecido.
$v_{t+1,i}$	armazenamento ao final do mês $t =$ início do mês $t+1$ ( $m^3$ )
$m \in M_i$	conjunto de usinas imediatamente a montante da usina $i$
$a_{t,i}$	afluência incremental ao longo do mês ( $m^3$ )
$u_{t,i}$	volume turbinado ao longo do mês ( $m^3$ )
$w_{t,i}$	volume vertido ( $m^3$ )
$e_i(v_t, v_{t+1})$	evaporação ( $m^3$ ) – proporcional ao produto da área do reservatório ( $km^2$ ), a qual depende do armazenamento, pelo coeficiente mensal de evaporação ( $mm$ )
$r_{t,i}$	demandas adicionais de água (irrigação, abastecimento, etc.) ( $m^3$ )

### 2.5.2. Limites de armazenamento e turbinamento

Similarmente ao caso de uma usina somente, estas restrições são auto-explicativas:

$$v_{t,i} \leq V_{\max(i)} \quad \text{para } t = 1, \dots, T \text{ e } i = 1, \dots, I \quad (2.10)$$

$$u_{t,i} \leq U_{\max(i)} \quad \text{para } t = 1, \dots, T \text{ e } i = 1, \dots, I \quad (2.11)$$

onde:

$V_{\max(i)}$  armazenamento máximo ( $m^3$ )

$U_{\max(i)}$  máximo volume turbinado ao longo do mês ( $m^3$ )

### 2.5.3. Geração hidrelétrica

Similarmente ao caso de uma usina somente, estas restrições são auto-explicativas:

$$u_{t,i} \times \rho_i \times h_{t,i} \leq P_{\max(i)} \quad \text{para } t = 1, \dots, T \text{ e } i = 1, \dots, I \quad (2.12)$$

$$h_{t,i} = p_{1,i}(v_{t,i}, v_{t+1,i}) - p_{2,i}(u_{t,i}, w_{t,i}) - h_{pi} \quad \text{para } t = 1, \dots, T \text{ e } i = 1, \dots, I \quad (2.13)$$

onde:

$\rho_i$  fator de produção da usina ( $MWh/m^3$ ), onde  $\rho = 3.6$  (constante)  $\times g$  ( $m/s^2$ )  $\times \eta$  (eficiência do conjunto turbina / gerador).

$h_{t,i}$  altura de queda líquida da usina no estágio  $t$  ( $m$ )

$p_{1,i}(\cdot)$	polinômio cota $\times$ volume do reservatório (variável independente é $0.5 \times [v_t + v_{t+1}]$ )
$p_{2,i}(\cdot)$	polinômio cota do canal de fuga $\times$ volume defluente (variável independente é $[u_{t,i} + w_{t,i}]$ )
$h_{pi}$	altura das perdas hidráulicas da usina ( $m$ )
$P_{\max(i)}$	capacidade instalada (MW)

#### 2.5.4. Energia firme

Como a energia firme deve ser produzida continuamente, o conjunto de restrições a seguir essencialmente estabelece que o firme corresponde à menor quantidade de energia produzida ao longo do período:

$$F \leq \sum_i [u_{t,i} \times \rho_i \times h_{t,i}] \quad \text{para } t = 1, \dots, T \text{ e } i = 1, \dots, I \quad (2.14)$$

onde:  $F$  é uma variável escalar que representa a energia firme (MW médio).

#### 2.5.5. Função objetivo

Como visto na equação (2.14),  $F$  é a menor quantidade de energia produzida ao longo do período. Portanto, o objetivo é maximizar  $F$ .

#### 2.5.6. Formulação completa

O problema de otimização é formulado como:

Max  $F$

sujeito a:

$$v_{t+1,i} = v_{t,i} + a_{t,i} + \sum_{m \in M_i} [u_{t,m} + w_{t,m}] - u_{t,i} - w_{t,i} - e_{ti}(v_{t,i}, v_{t+1,i}) - r_{t,i} \quad (2.15)$$

$$v_{t,i} \leq V_{\max(i)} \quad (2.16)$$

$$u_{t,i} \leq U_{\max(i)} \quad (2.17)$$

$$u_{t,i} \times \rho_i \times h_{t,i} \leq P_{\max(i)} \quad (2.18)$$

$$h_{t,i} = p_{1,i}(v_{t,i}, v_{t+1,i}) - p_{2,i}(u_{t,i}, w_{t,i}) - hp_i \quad (2.19)$$

$$F \leq \sum_i [u_{t,i} \times \rho_i \times h_{t,i}] \quad (2.20)$$

para  $t = 1, \dots, T$  e  $i = 1, \dots, I$

## 2.6. Formulação do problema com limites de intercâmbio

Suponha agora que há diversas regiões, indexadas por  $k = 1, \dots, K$ , com limites de transferência de energia entre elas. Neste caso, pode-se pensar em energias firmes por região, e o objetivo passa a ser a maximização da soma destas energias firmes. O problema de otimização é:

$$\text{Max } \sum_k F_k$$

sujeito a:

$$v_{t+1,i} = v_{t,i} + a_{t,i} + \sum_{m \in M_i} [u_{t,m} + w_{t,m}] - u_{t,i} - w_{t,i} - e_{ti}(v_{t,i}, v_{t+1,i}) - r_{t,i} \quad (2.21)$$

$$v_{t,i} \leq V_{\max(i)} \quad (2.22)$$

$$u_{t,i} \leq U_{\max(i)} \quad (2.23)$$

$$u_{t,i} \times \rho_i \times h_{t,i} \leq P_{\max(i)} \quad (2.24)$$

$$h_{t,i} = p_{1,i}(v_{t,i}, v_{t+1,i}) - p_{2,i}(u_{t,i}, w_{t,i}) - hp_i \quad (2.25)$$

$$F_k \leq \sum_i [u_{t,i} \times \rho_i \times h_{t,i}] + \sum_{j \in \Omega_k} [f_{t,j,k} - f_{t,k,j}] \quad (2.26)$$

$$f_{t,j,k} \leq f_{j,k} \times \delta_t \quad (2.27)$$

para  $t = 1, \dots, T$ ; para  $i = 1, \dots, I_k$  e para  $k = 1, \dots, K$

onde:

$F_k$  energia firme da região  $k$

$I_k$  conjunto de hidrelétricas na região  $k$

$\Omega_k$  conjunto das regiões eletricamente conectadas à região  $k$

$f_{t,j,k}$  fluxo de energia da região  $j$  para a região  $k$  no estágio  $t$  (MWh)

$f_{j,k}$  intercâmbio máximo da região  $j$  para a  $k$  (MW)

A principal mudança do modelo anterior em relação a esse está na penúltima equação, onde o cálculo do firme de cada região  $k$  inclui não só a geração hidrelétrica da região como também a energia importada e exportada através dos fluxos  $f_{t,j,k}$  e  $f_{t,k,j}$ .

## 2.7. Período Crítico

O período crítico se caracteriza por ter as piores afluências do histórico de vazões, ou seja, é o período em que ocorre a pior seca, daí o adjetivo “crítico”. Corresponde ao intervalo de tempo em que o sistema vai de cheio a vazio, sem reenchimentos intermediários e representa o “ponto de estrangulamento” da capacidade contínua de produção do sistema. Fora do período crítico, ainda seria possível atender a um incremento da demanda, sem problemas. Entretanto, dentro do período crítico, o atendimento a este mesmo incremento levaria a um racionamento. A Figura 2.5 mostra um gráfico do período crítico para uma usina hidrelétrica.

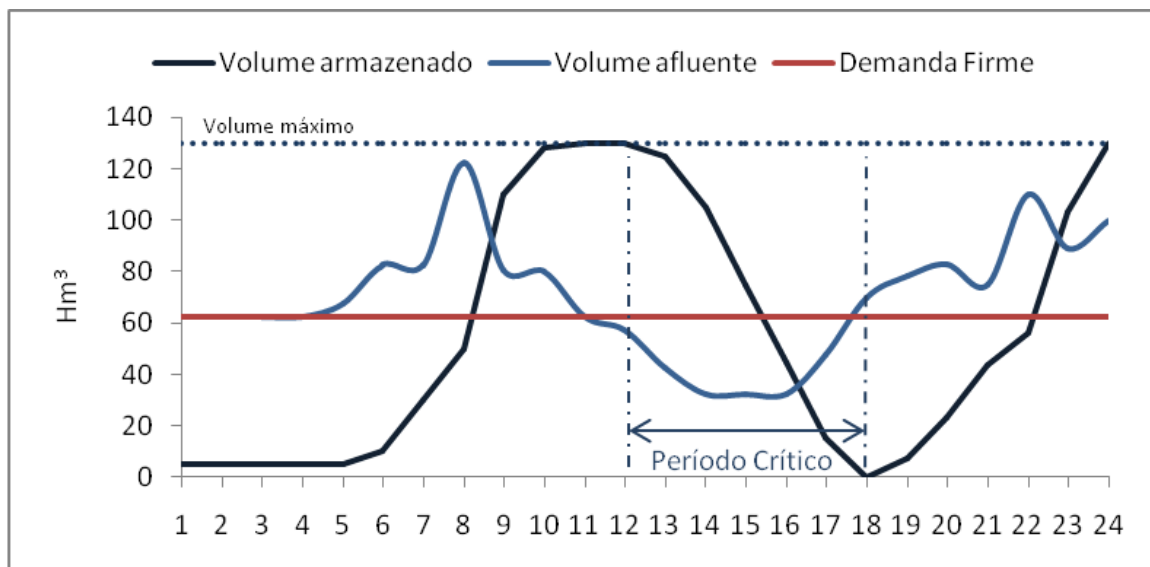


Figura 2.5 - Período crítico para uma usina hidrelétrica

### 2.7.1. Interpretação das variáveis duais: modelo para uma usina

As variáveis duais (ou multiplicadores de Lagrange) associadas às restrições do modelo do “firme” permitem interpretar e definir explicitamente importantes aspectos relacionados ao problema da energia firme [2]. A definição do período crítico pode ser feita de maneira explícita através dos valores das variáveis duais associadas às restrições de atendimento ao firme (2.8) na solução ótima do problema. Ele pode ser definido como o intervalo de tempo onde estas restrições estão ativas, isto é, têm variáveis duais

diferentes de zero. Para todo o resto do horizonte estas restrições estão “relaxadas”, e suas variáveis duais têm valores nulos. A razão é que aumentar infinitesimalmente o “recurso” (lado direito) da restrição (2.8) numa etapa “fora” do período crítico não geraria benefício (ou melhora) à função objetivo. Neste caso estas restrições apenas ficariam um pouco mais “relaxadas” e o valor ótimo do problema não se alteraria. Já aumentar o recurso desta restrição numa etapa que está “dentro” do período crítico geraria um aumento do firme total, pois nesta etapa menos água precisaria ser turbinada para atender à restrição do firme (que neste caso seria menor pelo aumento do recurso no lado direito). Com isso, mais água poderia passar a ser turbinada nas etapas do período crítico, o que geraria um aumento da energia firme total da usina. Esta também é a explicação para não haver nenhum vertimento durante o período crítico, ou seja, nenhuma quantidade de água é desperdiçada. Outra característica das variáveis duais associadas à restrição (2.8) é que possuem o mesmo valor durante todo o período crítico, o que significa que um aumento infinitesimal no lado direito da restrição (2.8) geraria aumentos iguais na energia firme total da usina. Visto em termos econômicos, o custo marginal de curto prazo, que reflete justamente o custo de atender a 1 MWh adicional de demanda, é igual a zero fora do período crítico; e igual ao custo do racionamento dentro do período crítico.

Outra característica do modelo diz respeito ao comportamento do reservatório da usina durante o período crítico. Na última etapa do período crítico o reservatório sempre se esvazia completamente. A razão é que o modelo irá “tentar” aumentar o valor da variável  $F$  (que representa a capacidade de geração constante e é a própria função objetivo), até que ela atinja seu valor máximo. Caso no final do período crítico o reservatório não se esvaziasse completamente, isto significaria que a água que sobrou poderia ter sido usada para aumentar ainda mais o valor de  $F$ . Por esses motivos, quando a solução ótima for obtida, sempre haverá um período crítico e o reservatório da usina ao final dele sempre estará vazio.

O mesmo raciocínio feito para as restrições de atendimento ao firme (2.8) vale para as restrições de balanço hídrico (2.3), ou seja, um aumento infinitesimal na quantidade de água (“recurso”, ou lado direito da restrição de balanço hídrico) que chega



a montante da usina em uma etapa fora do período crítico não iria alterar o valor da energia que ela seria capaz de gerar continuamente durante todo o horizonte. A razão é que caso esta quantidade adicional “chegasse” em uma etapa anterior ao período crítico, certamente verteria antes de seu início, quando o reservatório se enche por completo. Já se essa quantidade “chegasse” depois do período crítico, ela também não iria ser capaz de impedir o completo esvaziamento do reservatório ao final do período crítico.

Outra característica importante diz respeito à variável dual associada à restrição de volume máximo. Quando a solução ótima do problema é obtida ela terá valor maior que zero apenas na primeira etapa do período crítico, quando o reservatório está completamente cheio. Apenas nesta etapa um aumento da capacidade do reservatório geraria um aumento no valor da função objetivo, já que uma quantidade maior de água poderia ser armazenada e utilizada durante o período crítico para aumentar a capacidade de geração constante da usina.

### **2.7.2. Interpretação das variáveis duais: modelo para múltiplas usinas**

Todas as análises das variáveis duais feitas até então estão relacionadas ao modelo para uma usina (Seção 2.2). As mesmas características observadas neste modelo se estendem para o caso de múltiplas usinas (Seções 2.5 e 2.6), salvo algumas observações.

No início do período crítico, por exemplo, não é garantido que todas as usinas atinjam os níveis máximos de armazenamento ao mesmo tempo, e por isso a variável dual associada à restrição de volume máximo de alguma delas pode ter valor igual a zero nesta etapa.

Durante o período crítico o inverso também pode ocorrer, ou seja, alguma usina pode isoladamente encher completamente o reservatório e por isso apresentar a variável dual associada à restrição de volume máximo maior que zero. Isto serve também para explicar a existência de pequenos vertimentos isolados mesmo durante o período crítico, como mostra a Figura 2.5. Ao final do período crítico os reservatórios de todas as usinas, analogamente ao caso de uma usina, se esvaziam completamente e ao mesmo tempo.

Há dois casos em que uma usina verte durante o período crítico. O primeiro é quando ela é um reservatório “puro”, sem capacidade de turbinamento, só lhe restando verter ou armazenar água. O segundo seria o de a usina possuir isoladamente vazões mais favoráveis durante o período crítico, o que faz com que encha por completo o reservatório, mesmo turbinando o máximo de água possível. Nunca ocorrerá, porém, durante o período crítico, vertimento em uma usina que não esteja turbinando o máximo de sua capacidade. Esta energia desperdiçada poderia ser gerada e fazer com que outra armazenasse mais água, aumentando a energia firme do sistema. Analisando as variáveis duais associadas às restrições de turbinamento máximo constata-se que elas também poderão ter valores maiores que zero somente durante o período crítico. Tal fato ocorre geralmente com usinas cujas vazões afluentes durante o período crítico são mais favoráveis, o que faz com que elas pudessem turbinar uma quantidade de água maior que suas capacidades máximas de turbinamento. Fora desse período, um aumento infinitesimal na capacidade de turbinamento de qualquer usina não geraria um aumento da energia firme total do sistema.

## **2.8. Metodologia de solução**

O modelo de cálculo da energia firme (Seção 2.6) é um problema de otimização não linear, devido às funções não lineares que representam a evaporação, produtividade e limite de turbinamento. Mesmo no caso de uma única usina, o número de restrições e variáveis é bastante grande, pois são replicadas para cada mês do registro histórico de vazões. Por exemplo, supondo um registro histórico de 75 anos, haveria  $900 \text{ meses} \times 4 \text{ restrições não lineares por mês} = 3600 \text{ restrições no total}$ . Para um sistema com mais de 100 usinas hidrelétricas como o brasileiro, o número de restrições excede 360 mil. O número de restrições não lineares não é exatamente proporcional ao número de usinas porque somente há uma restrição de energia firme por estágio.

Até meados da década de noventa, problemas não lineares com essas dimensões excediam a capacidade de solução dos sistemas comerciais existentes, como o Minos. Por esta razão, historicamente foram desenvolvidos algoritmos de solução especializados. Para o caso de um único reservatório, tem-se, por exemplo, o ajuste iterativo da

capacidade do reservatório [8], aproximações lineares na modelagem das hidrelétricas (note que sistemas comerciais para otimização linear têm capacidade de resolver problemas de dimensão bem maior que os não lineares) ou, mais recentemente, um método analítico baseado em otimização não convexa [9]. Para o caso de múltiplos reservatórios, foram desenvolvidos métodos heurísticos baseados em simulação ou aproximações lineares.

Nos últimos anos, foram desenvolvidas novas técnicas de solução e, em particular, o método de pontos interiores não lineares, que se revelaram eficientes e robustos para a solução de problemas de grande porte. Uma das primeiras aplicações bem sucedidas de pontos interiores foi desenvolvida no Brasil, para o fluxo de potência ótimo [10]. Mais recentemente, a mesma técnica serviu de base para o sistema LOQO [11], desenvolvido na Universidade Princeton, disponível comercialmente.

### **3. ENERGIA ASSEGURADA E O SISTEMA BRASILEIRO**

Este capítulo resume as principais questões sobre o tema “energia assegurada” no Sistema Brasileiro. Serão discutidos a metodologia atual de cálculo e os critérios de alocação entre os agentes. Uma descrição mais detalhada do seu procedimento de cálculo pode ser encontrada em [12].

#### **3.1. Uso da energia firme antes da reforma do Setor**

Antes da reforma do Setor Elétrico, o conceito de energia firme de uma usina hidrelétrica era usado em estudos econômicos de dimensionamento e na assinatura de contratos de suprimento entre concessionárias. Se a demanda de energia da empresa excedia sua energia firme total (soma das energias firmes das usinas pertencentes à mesma), a concessionária era considerada “deficitária”, devendo assinar contratos de suprimento com empresas “superavitárias”.

Embora os contratos de suprimento tivessem rebatimentos comerciais, sua importância era limitada, pois o ajuste das tarifas - e, portanto a remuneração da empresa - estava associada ao custo do serviço.

Em resumo, a energia firme era um tema de importância para as equipes de planejamento da expansão e operação do Setor, mas tinha efeito comercial limitado.

#### **3.2. Uso da energia firme após a reforma do Setor**

Posteriormente, o critério de dimensionamento passou a ser probabilístico [13]. Ao invés de garantir o atendimento no caso de ocorrência da pior seca registrada no histórico, passou-se a calcular a energia assegurada, definida como a máxima produção que pode ser mantida em uma determinada porcentagem - por exemplo, 95% - dos anos hidrológicos simulados. Este critério probabilístico, juntamente com a consideração do impacto econômico das falhas de suprimento, passou a permitir uma análise mais acurada da relação custo / benefício de investimentos.

Com a reforma do Setor, o certificado de energia assegurada de uma usina hidrelétrica passou a ser um parâmetro de grande impacto comercial, pois determina o nível de participação da mesma no MRE<sup>9</sup>, alocando os benefícios da operação integrada entre as usinas e define o fluxo de receitas da usina no mercado de energia.

O CEA também passou a ter uma grande relevância para a confiabilidade de atendimento ao consumo de energia. A razão é que a oferta total de geração (em termos de MW médio de energia assegurada) tende a ser igual à demanda média do sistema (em MW médio) a cada ano. Se a capacidade física de produção sustentada destas usinas não corresponder de fato ao indicado comercialmente pelos respectivos CEAs, o risco de racionamento será superior ao projetado pelos estudos de planejamento.

É, portanto de grande importância para o funcionamento adequado do sistema que os CEAs reflitam da maneira mais realista possível a capacidade efetiva de produção sustentada das usinas hidrelétricas.

O relatório da Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica (criada por decreto do Presidente da República de 22 de maio de 2001 para identificar as causas estruturais e conjunturais do desequilíbrio entre a demanda e a oferta de energia, que resultou no racionamento de 2001), aponta que “as energias asseguradas que respaldaram os contratos iniciais foram superdimensionadas, resultando numa sinalização equivocada para a contratação de nova energia”. Esta foi, segundo o entendimento da Comissão, uma das principais razões para a ocorrência da crise. O assunto foi posteriormente tratado por grupo de trabalho do Comitê de Revitalização do Setor Elétrico, constituído pela Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (GCE), em 2001 e 2002.

### **3.3. Certificados de energia assegurada (CEA)**

No Sistema Elétrico Brasileiro, a confiabilidade de suprimento é obtida de maneira indireta, através de dois requisitos principais [14]: 100% da demanda deve estar

---

<sup>9</sup> Mecanismo de Realocação de Energia. Ver Anexo C para mais detalhes sobre seu funcionamento

contratada com geradores e cada contrato deve estar respaldado por uma capacidade de produção física de energia.

Há, portanto, uma ligação vital entre os respaldos e a confiabilidade de suprimento: para qualquer combinação de geradores cuja soma de respaldos é igual à demanda total, a confiabilidade física de suprimento deveria ser igual (ou melhor) do que o padrão estabelecido para o respaldo.

A capacidade de respaldo de uma usina hidrelétrica é conhecida como certificado de energia assegurada (CEA). O cálculo dos CEAs para as hidrelétricas é o tema deste capítulo, e será discutido em detalhe mais adiante.

#### **3.4. Cálculo da energia firme - Sistema 100% hidrelétrico**

A energia firme de um conjunto de usinas hidrelétricas é a máxima demanda que pode ser suprida continuamente (sem racionamento) na ocorrência das vazões registradas no histórico. A energia firme pode ser calculada de maneira iterativa, até que um critério de convergência seja atendido; um procedimento típico seria:

- (a) defina uma demanda firme inicial EF;
- (b) simule a operação do sistema para atender a esta demanda EF;
  - (b.1) se ocorreu algum racionamento durante a simulação, reduza EF e volte ao passo (b); se não ocorreu nenhum racionamento, aumente EF e volte ao passo (b); se o critério de convergência é atendido, pare.

Alternativamente, a energia firme pode ser calculada diretamente como a solução de um problema de otimização, conforme demonstrado no Capítulo 2.

#### **3.5. Cálculo da energia assegurada - Sistema 100% hidrelétrico**

Suponhamos agora que, ao invés de um histórico de vazões de, por exemplo, setenta anos, dispõe-se de um “histórico” de milhares de anos. A energia assegurada é a máxima demanda que pode ser atendida continuamente ao longo destes milhares de anos: em  $x\%$  dos anos simulados, permite-se que haja algum racionamento. O parâmetro  $x\%$  é

o risco de racionamento considerado aceitável para o sistema. Na regulamentação atual, este risco é de 5%. Portanto a energia assegurada é sempre calculada para um dado nível de risco de déficit.

O procedimento de cálculo da energia assegurada é conceitualmente análogo ao da energia firme:

- (a) defina uma demanda assegurada inicial EA
- (b) simule a operação do sistema visando o atendimento contínuo desta demanda
  - (b.1) contabilize a porcentagem (x%) de anos simulados em que houve falha no atendimento; se x% é inferior ao critério de risco (atualmente, 5%), aumente a demanda assegurada EA e volte ao passo (b); se x% é superior ao critério de risco, reduza a energia assegurada EA e volte para (b); se x% é igual ao critério (dentro de uma tolerância), EA é a energia assegurada.

Alternativamente, o cálculo da energia assegurada pode ser formulado através de um problema de otimização do tipo “chance-constrained optimization”. Este problema seria similar ao problema (2.21)-(2.27), apenas considerando múltiplos cenários e onde a restrição de energia firme (2.26) seria atendida com um nível de probabilidade de 95%.

### **3.5.1. Repartição da energia assegurada**

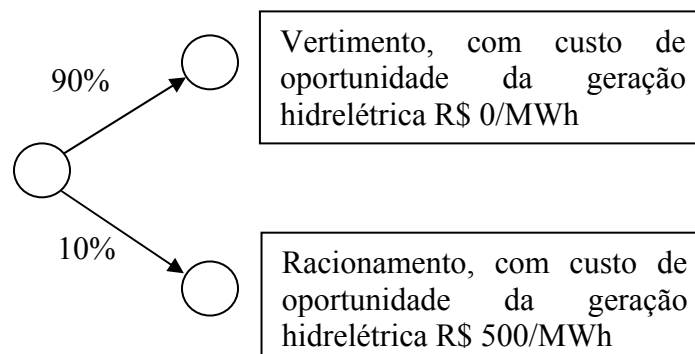
No sistema brasileiro, foram aplicadas duas metodologias básicas de repartição da energia assegurada total: geração média no período crítico e “última adição”.

### **3.5.2. Geração média no período crítico**

No caso da energia firme, onde não há racionamento, existe um único período crítico, correspondente ao intervalo em que os reservatórios vão de cheios a vazios (“raspam o fundo”). No caso probabilístico, em que x% dos anos simulados ocorre um racionamento, existiriam vários “períodos críticos”, definidos de maneira análoga. A extensão natural do critério seria definir a energia assegurada de uma usina como sua geração média ao longo dos vários “períodos críticos”. Esta metodologia foi, de fato, proposta por algumas empresas do Setor.

Entretanto, verificou-se que havia uma maneira equivalente, e mais prática, de estender o critério de geração média. A energia assegurada de uma usina seria proporcional a um valor econômico da usina, calculado pela média dos produtos do custo marginal de curto prazo e a energia média gerada pela usina para todos os estágios e cenários hidrológicos simulados.

A equivalência entre os dois critérios é uma consequência do cálculo do custo marginal de curto prazo. O custo marginal de curto prazo [7] pode ser entendido como a média do custo de oportunidade da geração hidrelétrica. A Figura 3.1 a seguir ilustra um caso muito simples, onde só há dois cenários:



**Figura 3.1 - Cenários possíveis**

O primeiro cenário hidrológico, com probabilidade 90%, corresponde a uma vazão elevada que leva a vertimento. Neste caso, o custo de oportunidade futuro da água é zero. O segundo cenário, com probabilidade 10%, corresponde a uma vazão muito reduzida, que leva a racionamento. Neste caso, o custo de oportunidade é o custo de racionamento, suposto R\$ 500/MWh.

O custo marginal de curto prazo de hoje é dado pela média ponderada dos custos de oportunidade futuros:  $90\% \times \text{zero} + 10\% \times 500 = \text{R\$ } 50/\text{MWh}$ . Pelo critério de valor econômico, a contribuição da usina seria igual a sua produção ( $y$  MWh) multiplicada pelo custo marginal (R\$ 50/MWh).

Entretanto, a Figura 3.1 poderia ser igualmente interpretada como a simulação de 90 cenários “não críticos”, onde uma redução incremental da geração da usina poderia ser compensada pelo aumento da produção de outra, sem problemas de suprimento; e 10



cenários “críticos”, onde a redução da produção da usina aumentaria o racionamento. Se contabilizarmos somente a produção média destes “períodos críticos”, o efeito é o mesmo do valor econômico, a menos da constante que representa o custo de racionamento. Em resumo, há uma equivalência entre os valores obtidos pelo critério “físico”, baseado na produção média de cada usina nos períodos secos; e o critério “econômico”, baseado na ponderação da produção pelo custo marginal de curto prazo. Esta relação é detalhada no Capítulo 4 e em [7] e [15]. O critério econômico será a base da metodologia proposta nesta dissertação como mecanismo para cálculo de energia assegurada.

A principal desvantagem do critério econômico é a falta de remuneração dos reservatórios puros, que não possuem turbinas associadas. Como será discutido no Capítulo 5, estes reservatórios não possuem faturamento no mercado “spot” e, desta forma, não têm sua importante tarefa de regularização a jusante reconhecida. Este aspecto motivou o critério a seguir.

### 3.5.3. Última adição

Neste critério, a energia firme de cada usina é proporcional à diferença que esta usina causaria no firme total, se retirada do sistema. A extensão do critério de última adição para o caso de energia assegurada é imediata. Para garantir que a soma das energias asseguradas de cada usina seja igual à energia total assegurada do sistema, utiliza-se a seguinte equação de ajuste:

$$EA_i = ET \times [\Delta EA_i / (\sum_j \Delta EA_j)] \quad (3.1)$$

onde:

- $EA_i$  energia assegurada da usina  $i$
- $ET$  energia assegurada total do sistema (conjunto de usinas)
- $\Delta EA_i$  diferença  $ET - EA_i$
- $EA_i$  energia assegurada do sistema quando a usina  $i$  é retirada do mesmo
- $\sum_j \Delta EA_j$  somatório das diferenças entre  $ET$  e  $EA_j$  (fator de ajuste)

#### **3.5.4. Análise dos critérios de repartição adotados**

O critério de geração média “subestima” as energias asseguradas das usinas a montante e “superestima” a das usinas a jusante, pois não reconhece adequadamente a contribuição dos reservatórios para a regularização das vazões a jusante, uma vez que os reservatórios puros não produzem energia. O critério de “última adição” evita esta distorção, pois ao simular a retirada da usina, leva em consideração tanto o efeito da capacidade de produção como o de regularização do reservatório.

Como a valoração correta da contribuição da usina é essencial para a expansão eficiente do sistema, a ANEEL adotou o critério de última adição para calcular a energia assegurada das novas usinas (licitação de concessões).

Entretanto, havia uma dificuldade comercial importante para a aplicação do mesmo critério às usinas existentes na época da atribuição inicial das energias asseguradas: os contratos vigentes (Contratos Iniciais) eram baseados no critério de geração média<sup>10</sup>. Decidiu-se então usar um critério misto: os certificados de energia assegurada das usinas existentes – que serviram de base para os Contratos Iniciais - foram baseados na geração média; os certificados das usinas novas foram baseados na última adição.

#### **3.6. Cálculo dos CEAs - sistema hidrotérmico**

Na seção anterior, foi discutido o cálculo dos CEAs quando é utilizada uma configuração somente hidrelétrica. O procedimento de cálculo da energia assegurada quando há usinas hidrelétricas e térmicas é semelhante ao do sistema 100% hidrelétrico visto na seção anterior, uma vez que o algoritmo utilizado para cálculo nos dois casos é o seguinte:

---

<sup>10</sup> Observa-se que a energia assegurada é anterior à primeira reforma do Setor. Nesta época, o sistema era todo de propriedade estatal, e a expansão do sistema era baseada no planejamento determinístico. Portanto, a alocação das energias asseguradas era menos importante, pois só tinha efeito para balanço contratual. Com a reforma do Setor, como mencionado, a energia assegurada passou a ser o elemento central da expansão e das negociações contratuais.

- (a) defina uma demanda assegurada inicial EA
- (b) simule a operação do sistema hidrotérmico visando o atendimento contínuo desta demanda
- (c) contabilize a porcentagem (x%) de anos simulados em que houve falha no atendimento
- (d) se x% é inferior ao critério de risco (atualmente 5%), aumente a demanda assegurada EA e volte ao passo (b); se x% é superior ao critério de risco, reduza a energia assegurada EA e volte para (b); se x% é igual ao critério (dentro de uma tolerância), EA é a energia assegurada.

### **3.6.1. Repartição da energia assegurada**

Assim como no caso 100% hidrelétrico, haveria duas maneiras de repartir a energia assegurada total: (i) proporcional ao valor econômico da usina (geração média no período crítico); e (ii) última adição.

### **3.6.2. Critério do valor econômico - geração média no período crítico**

Como visto na seção anterior, o critério de valor econômico é equivalente ao da geração média nos períodos secos. Esta equivalência permanece quando se introduzem usinas térmicas, pois o despacho da térmica depende, em última análise, do custo da geração hidrelétrica<sup>11</sup>.

### **3.6.3. Procedimento adotado**

Como já mencionado, o cálculo da energia assegurada antecede por vários anos a primeira reforma do Setor<sup>12</sup>. O procedimento adotado atualmente é o seguinte:

- (a) calcule a energia assegurada total ET como descrito na Seção 3.8, usando um modelo agregado das usinas hidrelétricas (NEWAVE) [16] e configuração hidrotérmica

---

<sup>11</sup> Se o custo variável de operação da térmica for inferior ao custo de oportunidade das hidrelétricas (custo marginal esperado da água), a térmica é despachada; em caso contrário, não é.

<sup>12</sup> Entende-se como primeira reforma do Setor, aquela que se estendeu de 1993 a 2002. Mesmo tendo sido iniciada em período anterior, o modelo da reforma está fortemente associado à política energética implementada pelo Presidente Fernando Henrique Cardoso.

estática com os quatro subsistemas interligados (Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste e Sul).

(b) simule a operação do sistema para vários cenários hidrológicos; para cada estágio e para cada cenário, calcule o valor econômico da geração hidrelétrica total, como o produto do custo marginal de curto prazo naquele estágio e cenário com a respectiva energia gerada pelo sistema agregado. Calcule o valor econômico da geração térmica total como a soma dos valores econômicos de cada usina térmica.

$$VE_H = \sum_t \sum_s \sum_i [CMO_{t,s} \times GH_{i,t,s}] \quad (3.2a)$$

$$VE_T = \sum_t \sum_s \sum_j [CMO_{t,s} \times GT_{j,t,s}] \quad (3.2b)$$

onde  $VE_H$  e  $VE_T$  são respectivamente os valores econômicos associados ao “bloco” hidrelétrico e ao “bloco” térmico.

(c) Reparta ET em  $EA_H$  (relativo às hidrelétricas, como um todo) e  $EA_T$  (relativo às térmicas, como um todo):

$$EA_H = ET \times [VE_H / (VE_H + VE_T)] \quad (3.3a)$$

$$EA_T = ET \times [VE_T / (VE_H + VE_T)] \quad (3.3b)$$

(d) simule a operação detalhada (MSUI - Modelo de Simulação a Usinas Individualizadas) [17] do sistema hidrelétrico para o período crítico histórico (Junho/1949 a Novembro/1956), usando como demanda  $EA_H$ . Defina a energia assegurada de cada usina hidrelétrica como:

$$EA_i = EA_H \times [GP_i / (\sum_j GP_j)] \quad (3.4)$$

onde:

$EA_i$	energia assegurada da usina hidrelétrica i
$EA_H$	energia assegurada do “bloco” hidrelétrico
$GP_i$	geração média da usina i no período crítico

$\sum_j GP_j$  somatório das gerações médias de todas as usinas (fator de ajuste para garantir que a soma das asseguradas individuais é igual à assegurada total)

Para as usinas novas, de acordo com o critério de última adição, é feita a simulação “com” e “sem” esta usina, de maneira a calcular o incremento energético desta usina ao sistema. Este incremento é a parcela da energia assegurada total atribuída a esta usina. Nos casos em que há a inclusão de uma usina com capacidade de regularização em uma cascata [18], proporcionando um acréscimo na energia nas usinas à jusante, este benefício é calculado, de acordo com a Portaria MME 303/2004, da seguinte maneira:

$$\Delta EA_i = EA_H \times [\sum_k \Delta EA_k / (\sum_j GP_j)] \quad (3.5)$$

onde:

$\Delta EA_i$  ganho de energia na cascata a jusante da usina hidrelétrica i provocado pela inclusão da mesma  
 $\sum_k \Delta EA_k$  somatório das diferenças de energia firme na cascata a jusante da usina i

Portanto, o procedimento atualmente adotado é uma mistura do critério econômico probabilístico e energia firme histórica. O critério econômico probabilístico é usado para calcular a energia assegurada total e separar esta energia assegurada total em “bloco” hidrelétrico e “bloco” térmico. Por sua vez, a repartição da energia assegurada hidrelétrica entre as usinas individuais é feita pelo critério da energia firme histórica.

No caso das térmicas, o rateio é feito por usina e é limitado ao valor da disponibilidade máxima de geração contínua (considerando a indisponibilidade por manutenção e taxa de saída forçada), sendo o excedente distribuído entre as demais térmicas da configuração na proporção de suas garantias físicas. Esta garantia está condicionada à apresentação de um contrato firme de suprimento de combustível, de maneira a garantir o lastro físico de geração com vistas à comercialização desta energia via contratos.

### **3.7. Repartição da energia assegurada - Critérios não homogêneos**

Como mencionado neste capítulo, os critérios de rateio da energia assegurada para as usinas existentes na época da primeira alocação são diferentes dos usados para as usinas a construir (geração média no período crítico para as existentes e última adição para as novas).

Este tema é de grande importância tendo em vista a perspectiva de uma revisão dos certificados a curto prazo e a realização de revisões quinquenais dos mesmos. A existência de critérios distintos para usinas (novas e existentes) implica na necessidade de definir uma metodologia de repartição que leve em conta a metodologia original de alocação. Por exemplo, se na revisão for mantido o critério de geração média no período crítico, estaria sendo “desfeita” a alocação correta da energia assegurada das usinas novas.

#### **4. RELAÇÃO ENTRE CERTIFICADOS “FINANCEIROS” E “FÍSICOS”**

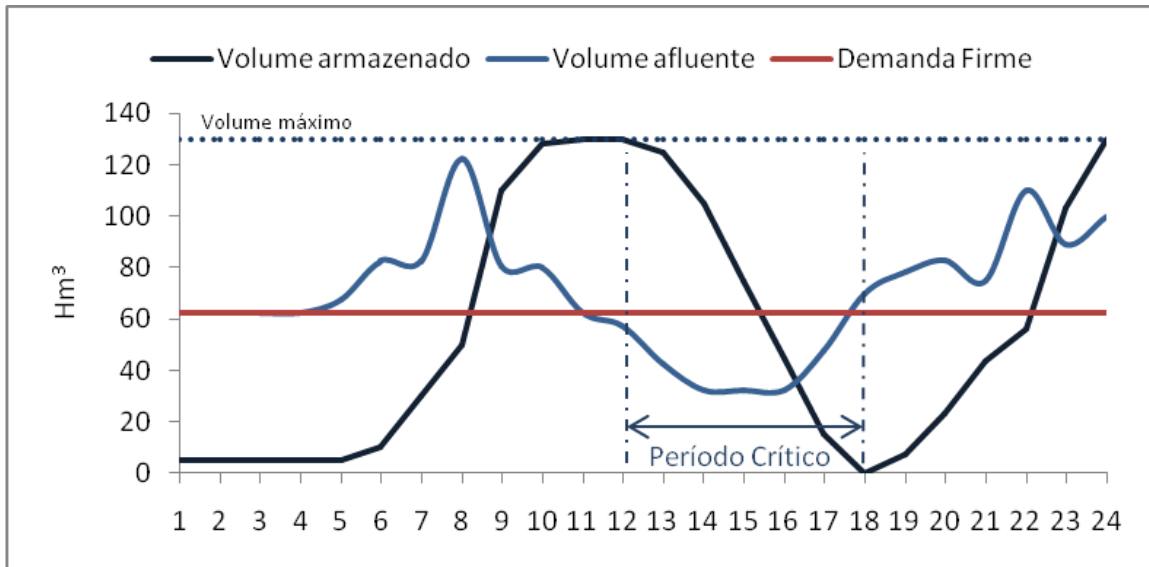
Como mencionado no Capítulo 3, o critério “econômico” de cálculo de energia assegurada apresenta propriedades interessantes, associadas à teoria marginalista e a um “mecanismo de mercado”. Este critério será utilizado nesta dissertação como base para a metodologia proposta.

Como passo inicial, neste capítulo é discutido com mais detalhes a relação entre o procedimento de mercado (Capítulo 3) e o cálculo tradicional da energia assegurada baseado na produção “física” das usinas (discutido no Capítulo 2). Alguns conceitos básicos abordados neste capítulo são explicados com mais detalhes no Anexo A.

##### **4.1. Caso determinístico - cálculo da energia firme de uma usina**

Como já mencionado, a energia firme de um sistema hidrelétrico corresponde à máxima demanda que pode ser atendida sem racionamento quando se simula a operação do sistema para todo o histórico. O cálculo desta energia pode ser feito de duas maneiras: através de um processo iterativo, onde se aumenta progressivamente a demanda do sistema, até atingir o ponto imediatamente anterior a uma situação de racionamento ou por um problema de otimização como descrito no Capítulo 2.

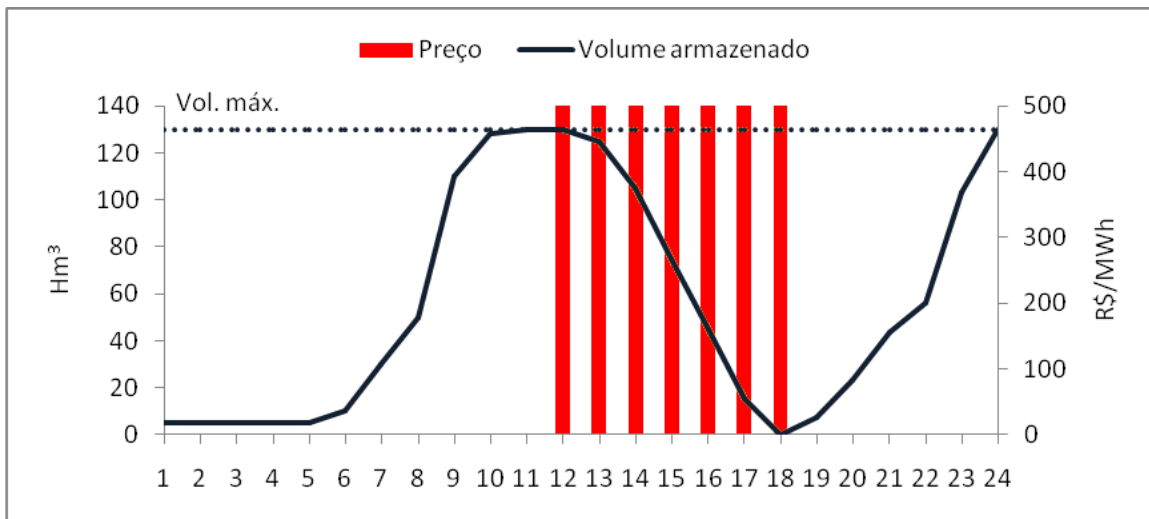
A Figura 4.1 ilustra as vazões afluentes, a evolução do armazenamento e a demanda firme para um sistema composto de uma única usina hidrelétrica.



**Figura 4.1 - Energia Firme de uma Usina Hidrelétrica**

Observa-se na Figura 4.1 que as vazões afluentes são inferiores à demanda firme entre os estágios 12 e 18. Para atender à demanda neste intervalo (período crítico), é necessário utilizar a água armazenada no reservatório nos estágios anteriores.

Por sua vez, a Figura 4.2 mostra os preços “spot”  $\{\pi_{dt}, t = 1, \dots, 24\}$  para o mesmo sistema. Observe que  $\pi_{dt}$  é nulo nos intervalos [1-11] e [19-24], e igual ao custo de racionamento - R\$ 500/MWh<sup>13</sup> - no intervalo [12-18].



**Figura 4.2 - Evolução dos Preços “spot”**

<sup>13</sup> Foi utilizado um custo de racionamento fictício de R\$ 500/MWh.



A razão para os preços “spot” nulos nos dois primeiros intervalos é que um incremento de 1 MWh na demanda em qualquer estágio  $t$  dos mesmos resultaria em diminuição de vertimento (o reservatório verte no estágio 11 e a partir do 24). Por outro lado, o incremento de 1 MWh na demanda em qualquer estágio  $t$  pertencente ao intervalo [12-18] resultaria num racionamento da mesma quantidade no estágio 18, pois a soma das afluências e armazenamento do reservatório neste ponto cobrem exatamente a demanda firme.

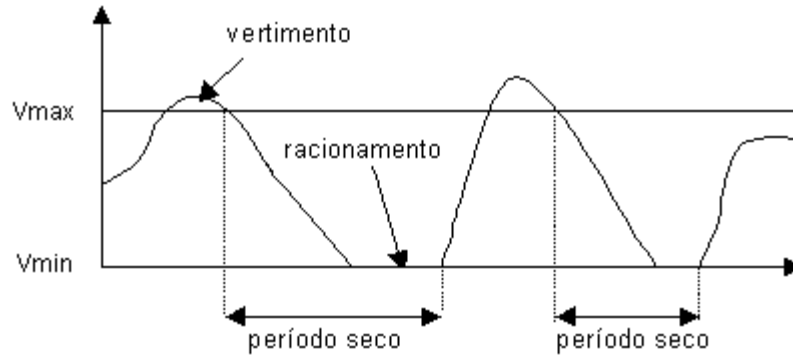
Conclui-se portanto que a remuneração “spot” da usina hidrelétrica (R\$) - base do certificado “financeiro” - é igual à sua geração total no período crítico (MWh) - base do certificado “físico” - multiplicada pelo custo de racionamento (R\$/MWh).

#### **4.2. Caso probabilístico**

No cálculo da energia firme é feita uma hipótese simplificadora de que as afluências futuras são conhecidas. Isto permite calcular a política ótima de maneira determinística, e portanto, saber com clareza qual é o início do período a partir do qual os preços “spot” são iguais ao custo de racionamento.

Como não é possível na prática ter uma previsão perfeita das afluências futuras, a operação do sistema é feita como um processo de otimização estocástica, que leva em consideração a distribuição de probabilidade destas afluências ao longo do tempo. Neste caso, não se pode garantir o atendimento à demanda com 100% de confiabilidade, como na avaliação da energia firme: existe sempre um risco de racionamento no sistema, isto é, alguns dos cenários simulados vão levar a racionamento.

A energia assegurada de uma usina corresponde ao valor esperado da geração da usina ao longo dos chamados períodos secos do sistema. Um período seco é semelhante a um período crítico: é o intervalo de tempo em que o sistema vai de cheio a vazio, sem reenchimentos intermediários. A diferença é que uma simulação probabilística pode apresentar vários períodos secos, como mostra a Figura 4.3.

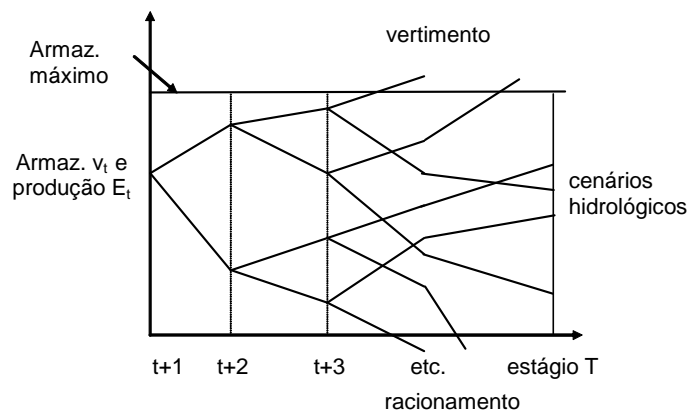


**Figura 4.3 - Períodos Secos em uma Simulação Probabilística**

Será discutido agora o cálculo da energia assegurada via renda “spot” da usina. Em seguida será feita a ligação entre ambas as metodologias.

A renda “spot” de uma usina (R\$) no estágio  $t$  é dada por  $\pi_{dt} \times E_t$ , onde  $\pi_{dt}$  é o preço “spot” do sistema (R\$/MWh) e  $E_t$  é a energia produzida pela mesma (MWh). O preço “spot” reflete o valor esperado do custo marginal da geração hidrelétrica ao longo de todos os cenários hidrológicos futuros. Este custo de oportunidade é calculado como a variação do custo operativo em cada cenário futuro se o reservatório tivesse armazenado 1 MWh de energia no estágio  $t$  ao invés de gerar.

A Figura 4.4, mostra a árvore de cenários hidrelétricos futuros quando a usina está no estágio  $t$  e armazenamento inicial  $v_t$ . Para facilitar a exposição, supõe-se no momento que o sistema é 100% hidrelétrico. Logo em seguida será feita a inclusão de usinas térmicas.



**Figura 4.4 - Evolução dos cenários de vazões futuras - Sistema 100% hidrelétrico**

Observa-se na figura que há três possibilidades de evolução para cada cenário hidrológico: (1) chegar ao vertimento em algum estágio de  $t$  até  $T$  (o último estágio); (2) chegar ao racionamento no mesmo intervalo; ou (3) chegar a um estado de armazenamento intermediário ao final do horizonte de estudo (estágio  $T$ ) sem ter atingido um dos extremos, armazenamento ou vertimento.

No primeiro caso - vertimento - o custo marginal é igual a zero: o MWh armazenado no estágio  $t$  seria “desperdiçado” na hora do vertimento, sem possibilidade de reduzir algum custo operativo. No segundo caso - racionamento - o custo marginal é igual ao custo da energia não suprida,  $C_{def}$  (R\$/MWh): o MWh armazenado em  $t$  evitaria 1 MWh de racionamento e, portanto, reduziria o custo futuro em R\$  $C_{def}$ . Finalmente, o custo marginal no terceiro caso – chegar ao final do horizonte sem ter atingido um dos extremos – também é zero: o MWh armazenado não seria utilizado até o final do horizonte. Conclui-se que o preço “spot”  $\pi_{dt}$  pode ser aproximado por  $C_{def} \times P_{def}$ , onde  $P_{def}$  é a proporção de cenários que apresentaram algum racionamento entre  $t+1$  e  $T$  antes de chegar ao vertimento. A renda “spot” da usina pode então ser calculada como:

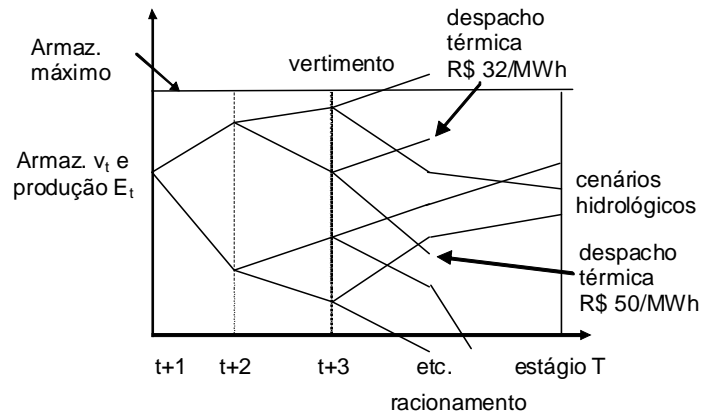
$$\pi_{dt} \times E_t = C_{def} \times [1/S \sum_s \phi(s)] \times E_t \quad (4.1)$$

onde:

- $s$  indexa os cenários hidrológicos ( $S$  número total de cenários)
- $\phi(s)$  função binária:  $\phi(s) = 1$  se a série  $s$  apresenta algum racionamento entre  $t+1$  e  $T$  antes de chegar ao vertimento;  $\phi(s) = 0$  em caso contrário

Para passar da expressão acima à energia assegurada “tradicional”, baseada no valor esperado da geração da usina nos períodos secos, basta observar que  $\phi(s)$  indica exatamente se a série  $s$  no estágio  $t$  pertence a um período seco. Em outras palavras, se dividirmos a expressão acima pela constante  $C_{def}$ , estaremos calculando o valor esperado da geração da usina nos períodos secos. Conclui-se portanto que o cálculo da energia assegurada por esquemas de “mercado” é coerente em termos conceituais com os esquemas tradicionais.

Chega-se agora ao aspecto final da discussão, que é a representação de usinas térmicas. A Figura 4.5 mostra uma árvore de cenários semelhante à da Figura 4.4.

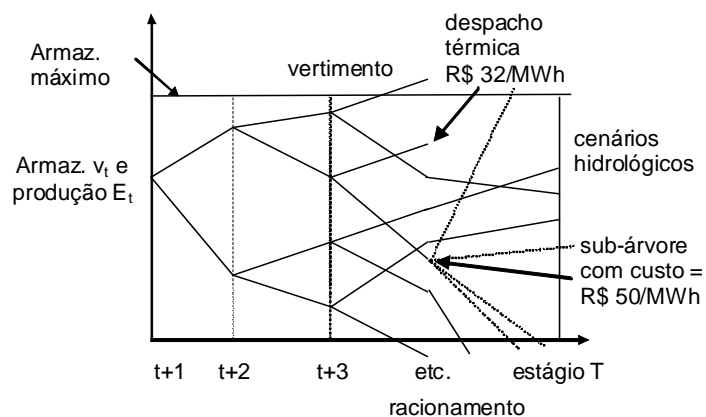


**Figura 4.5 - Evolução dos cenários de vazões futuras - Sistema hidrotérmico**

A diferença é que dois cenários intermediários (i.e. que não estão em vertimento ou racionamento) estão agora associados à entrada em operação de usinas térmicas, com custo operativo de, por exemplo, R\$ 32/MWh e R\$ 50/MWh. Das discussões anteriores, conclui-se imediatamente que o custo nestes cenários corresponde exatamente aos custos operativos das térmicas, pois o MWh armazenado no estágio  $t$  seria utilizado para reduzir a geração das mesmas.

Este caso pode ser transformado no caso anterior (100% hidrelétrico) se lembrarmos que a térmica de R\$ 50/MWh foi despachada naquele estágio e cenário porque o valor esperado do custo hidrelétrico daquele ponto em diante é igual a seu custo de operação térmico. Isto vem da condição de otimalidade da programação dinâmica estocástica (custo imediato = valor esperado de custo futuro), que é apresentada com mais detalhes no Anexo A. Em outras palavras, existe uma “sub-árvore” de cenários de aflúências partindo daquele ponto cujo valor esperado do custo marginal que levam a racionamento é exatamente R\$ 50/MWh<sup>14</sup>. A Figura 4.6 ilustra esta situação. Naturalmente, o mesmo argumento se aplica à térmica de R\$ 32/MWh.

<sup>14</sup> O argumento pode ser aplicado recursivamente se dentro da sub-árvore existir um cenário onde uma térmica é a usina marginal; neste caso, haverá uma sub-sub-árvore equivalente etc.



**Figura 4.6 - Evolução dos cenários de vazões futuras - Sistema hidrotérmico**

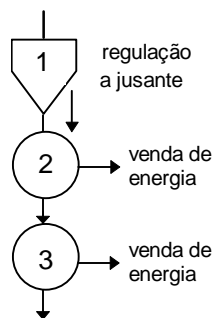
Confirma-se portanto a observação já feita no caso 100% hidrelétrico: o cálculo da energia assegurada por esquemas de “mercado” é coerente em termos conceituais com os esquemas tradicionais, baseados no valor esperado da produção da usina nos períodos secos.

## 5. O PROBLEMA DAS USINAS EM CASCATA

A princípio poder-se-ia aplicar diretamente o esquema de mercado apresentado no capítulo anterior para calcular a energia assegurada de usinas. Entretanto, como já introduzido no Capítulo 3, será mostrado que há uma distorção causada pelo mecanismo de remuneração “spot” quando existem reservatórios puros ou usinas com capacidade de regularização na cascata. Em seguida, será proposta uma forma de corrigir através da criação de um Mercado Atacadista de Água (MAA), que possui, com relação à compra e venda deste recurso (água) uma função análoga à da CCEE para a comercialização de energia.

### 5.1. Distorção dos sinais econômicos

A Figura 5.1 mostra um sistema composto de um reservatório “puro”, isto é, sem geração associada, que está a montante de duas usinas a fio d’água. Este reservatório é obviamente benéfico para o sistema, pois regulariza a vazão afluyente às usinas e, portanto, aumenta sua capacidade de produção firme de energia.



**Figura 5.1 - Conjunto reservatório “puro” e usinas a fio d’água**

Entretanto, dado que o esquema “spot” remunera somente a energia gerada, o reservatório a montante não receberia nada da CCEE, enquanto as usinas a jusante ficariam com toda a renda. Isto indica que há uma distorção na alocação dos benefícios econômicos aos agentes.

É importante observar que esta distorção ocorre mesmo se as usinas com reservatório têm capacidade de turbinamento, isto é, estamos discutindo um efeito geral para as usinas em cascata, não um caso particular para reservatórios sem máquina.

## **5.2. Mercados de água e energia elétrica**

A distorção identificada acima ocorre porque num sistema hidrelétrico há dois tipos de “produto”:

- (a) *energia elétrica* - produzida pelos conjuntos turbina/gerador das usinas hidrelétricas;
- (b) *água* - fornecida pelos reservatórios das mesmas.

Em outras palavras, o reservatório é um agente econômico que compra água nos períodos úmidos - quando a mesma está barata - e a armazena até que ocorra um período seco, quando seu preço está elevado. Por sua vez, um conjunto turbina / gerador é um agente econômico que compra água e a transforma em energia, para venda na CCEE. Ambos os agentes devem ser remunerados num esquema de mercado.

Deve-se observar que a remuneração “spot” total da cascata - soma das remunerações associadas à produção de energia dos agentes – está correta mesmo sem considerar o efeito da regularização. O que está incorreto é a distribuição desta remuneração entre os agentes: as usinas a jusante capturam parte de uma renda que deveria ser atribuída às de montante.

## **5.3. Mecanismo de Correção: O Mercado Atacadista de Água (MAA)**

É possível imaginar um mecanismo de mercado que assegure a distribuição correta da remuneração entre os agentes. Este mecanismo, que será chamado de Mercado Atacadista de Água (MAA) foi introduzido em [4][5] num contexto distinto ao desta dissertação e tem a mesma função de compra e venda do recurso “regularização” que a CCEE tem para a comercialização de energia. O funcionamento conceitual do MAA servirá de guia para a correção da distorção existente para usinas em cascata e desta

forma para nos permitir a definição de um certificado de energia assegurada que forneça os sinais econômicos corretos para expansão.

### 5.3.1. Despacho hidrotérmico

Os fundamentos básicos do MAA serão ilustrados através do despacho hidrotérmico de uma etapa (ver Anexo A) para o sistema de três usinas da Figura 5.1:

Min	$\sum_j c(j) \times g_t(j) + FCF(v_{t+1})$	Custo Marginal	
sujeito a			(5.1)
	$v_{t+1}(1) = v_t(1) + a_t(1) - s_t(1)$	$\pi_{ht}(1)$	(5.1a)
	$u_t(2) = a_t(2) + s_t(1)$	$\pi_{ht}(2)$	(5.1b)
	$u_t(3) = a_t(3) + u_t(2)$	$\pi_{ht}(3)$	(5.1c)
	$v_{t+1}(1) \leq V_{\max}(1)$		(5.1d)
	$\sum_j g_t(j) + \rho_2 u_t(2) + \rho_3 u_t(3) = d_t$	$\pi_{dt}$	(5.1e)

onde:

$i$	indexa as usinas hidrelétricas
$j$	indexa as usinas térmicas
$v_t(i)$	armazenamento inicial da usina $i$
$v_{t+1}(i)$	armazenamento final da usina $i$
$a_t(i)$	afluência lateral à usina $i$ no estágio $t$
$u_t(i)$	volume turbinado no estágio $t$
$s_t(i)$	volume vertido no estágio $t$
$\rho(i)$	coeficiente de produção da usina hidrelétrica $i$ (MWh/hm <sup>3</sup> )
$g_t(j)$	geração das usinas térmicas
$c(j)$	custo operativo da térmica $j$
$FCF_{t+1}(v_{t+1})$	função de custo futuro

As equações (5.1a)-(c) representam os balanços hídricos para o reservatório e para as usinas a fio d'água, respectivamente. Por facilidade de notação, não se representa o volume "turbinado" do reservatório, pois se supõe que o mesmo não tem capacidade instalada. Também não se representa o volume vertido das usinas a fio d'água, pois se supõe que não há limites na sua capacidade de turbinamento. Finalmente, os multiplicadores simplex  $\{\pi_{ht}(i)\}$  associados às equações de balanço hídrico representam o



valor da água para o setor elétrico em cada lugar, isto é, o benefício operativo resultante de um  $m^3$  adicional de afluência lateral.

Por sua vez, as restrições (5.1d) e (5.1e) representam respectivamente o limite de armazenamento do reservatório e o atendimento à demanda. O preço “spot” da energia é dado pelo multiplicador simplex  $\pi_{dt}$  associado à restrição (5.1e).

### 5.3.2. Remuneração “spot” dos geradores

A remuneração “spot” das usinas a fio d’água é igual a sua produção de energia (produto do turbinamento pelo coeficiente de produção) valorizada pelo preço  $\pi_{dt}$ :

$$R_t(2) = \pi_{dt} \times \rho_2 \times u_t(2) \quad (5.2a)$$

$$R_t(3) = \pi_{dt} \times \rho_3 \times u_t(3) \quad (5.2b)$$

onde  $R_t(i)$  é a remuneração da usina  $i$  no estágio  $t$ . Como discutido anteriormente, parte desta remuneração se deve ao efeito do reservatório, que não está reconhecido. A seguir, se representa este efeito de maneira explícita.

### 5.3.3. Efeito do reservatório

Reescrevendo (5.1a) em termos de seus volumes de saída, tem-se:

$$s_t(1) = a_t(1) + \Delta v_t \quad (5.3)$$

onde  $\Delta v_t = v_t(1) - v_{t+1}(1)$  representa a variação do armazenamento no estágio  $t$ .

Substituindo (5.3) na equação de balanço da segunda usina (5.1b), obtém-se:

$$u_t(2) = q_t(2) + \Delta v_t \quad (5.4)$$

onde  $q_t(2) = a_t(1) + a_t(2)$  é a vazão natural total afluyente à usina 2, isto é, sem o efeito da variação  $\Delta v_t$  do reservatório.

Finalmente, substituindo (5.3) na equação de balanço da terceira usina (5.1c) resulta:

$$u_t(3) = q_t(3) + \Delta v_t \quad (5.5)$$

onde, de maneira análoga a (5.4),  $q_t(3) = a_t(1) + a_t(2) + a_t(3)$  é a vazão natural total afluente à usina 3.

Das equações (5.4) e (5.5) conclui-se que o turbinamento das usinas se decompõe em uma parcela correspondente à vazão natural afluente à usina (isto é, o que chegaria sem o efeito da regulação a montante) e uma parcela que se deve à variação do reservatório.

#### 5.3.4. Compensação dos geradores

Isto sugere que cada usina deveria alocar ao reservatório a diferença entre seu turbinamento e a vazão natural, valorizada pelo preço “spot”:

$$\Delta G_t(2) = \pi_{dt} \times \rho_2 \times [q_t(2) - u_t(2)] = \pi_{dt} \times \rho_2 \times [-\Delta v_t] \quad (5.6a)$$

$$\Delta G_t(3) = \pi_{dt} \times \rho_3 \times [q_t(3) - u_t(3)] = \pi_{dt} \times \rho_3 \times [-\Delta v_t] \quad (5.6b)$$

onde  $\Delta G_t(i)$  é a compensação do gerador  $i$  no estágio  $t$ . As equações (5.6a) e (5.6b) são interpretadas da seguinte maneira: se o turbinamento  $u_t(i)$  excede a vazão natural  $q_t(i)$ , isto indica que o reservatório está “vendendo” sua água armazenada às usinas e deve portanto ser remunerado por isto. A remuneração  $\Delta G_t(i)$  representa o custo da venda do turbinamento adicional. Observa-se que neste caso  $\Delta G_t(i)$  é negativo, isto é, representa uma saída na remuneração da usina.

Por outro lado, se  $u_t(i)$  é inferior a  $q_t(i)$ , isto indica que o reservatório está “comprando” água do sistema, e deve pagar pela mesma. Neste caso, a usina recebe do sistema uma indenização  $\Delta G_t(i)$  (positivo) que representa o custo da geração não realizada.

Finalmente, pode-se demonstrar [7] que:

$$\pi_{dt} \times \rho_i = \pi_{ht}(i) - \pi_{ht}(i+1) \quad (5.7)$$

onde  $i+1$  representa a usina a jusante  $i$ . Em outras palavras, o custo pela venda da energia produzida por  $1 m^3$  de água em  $i$  é igual à diferença entre os valores da água neste lugar e a jusante.

### 5.3.5. Compensação do reservatório ao sistema

Sob o ponto de vista do reservatório, a venda e a compra da água armazenada deveriam ser remuneradas por:

$$\Delta R_t(1) = \pi_{ht}(1) \times \Delta v_t \quad (5.8)$$

onde  $\Delta R_t(i)$  é a compensação do reservatório  $i$  no estágio  $t$ , e  $\pi_{ht}(i)$  é seu valor da água (ver Anexo A). Se  $\Delta v_t$  é positivo, isto significa que o reservatório está esvaziando, e portanto recebe do sistema - a compensação  $\Delta R_t(1)$  é positiva. Por sua vez, se  $\Delta v_t$  é negativo, isto significa que o reservatório está enchendo, e portanto paga ao sistema - a compensação  $\Delta R_t(1)$  é negativa.

Observa-se que, com esta formulação, o proprietário do reservatório compensaria as perdas físicas resultantes da regularização (devido à diferença entre a evaporação do lago formado pelo reservatório e a evapotranspiração que teria ocorrido na mesma área caso o reservatório não existisse).

### 5.3.6. Balanço das compensações de reservatórios e geradores

No caso geral, uma usina composta de reservatório e turbina tem uma compensação total de:

$$\Delta C_t(i) = \Delta R_t(i) + \Delta G_t(i) = \pi_{ht}(i) \times \Delta v_t(i) + \pi_{dt} \times \rho_i \times [\sum_{k \in M_i} -\Delta v_t(k)] \quad (5.9)$$

onde  $M_i$  representa o conjunto composto da usina  $i$  e de todas as usinas a montante da mesma.

Uma propriedade importante do esquema de compensações (5.9) é que a soma algébrica dos  $\{\Delta C_t(i)\}$  das usinas hidrelétricas é igual a zero, isto é, as compensações pelo uso da água “fecham” a cada hora, de maneira semelhante aos balanços de pagamento por energia na CCEE.

Para verificar isto, basta substituir  $\pi_{dt} \times \rho_i$  em (5.9) pela expressão (5.7):

$$\Delta C_t(i) = \pi_{ht}(i) \times \Delta v_t(i) + (\pi_{ht}(i) - \pi_{ht}(i+1)) \times [\sum_{k \in M_i} -\Delta v_t(k)] \quad (5.10)$$

e somar os termos. Por exemplo, para um sistema com três usinas em cascata, tem-se:

$$\Delta C_t(1) = \pi_{ht}(1) \times \Delta v_t(1) + (\pi_{ht}(1) - \pi_{ht}(2)) \times [-\Delta v_t(1)] \quad (5.11a)$$

$$\Delta C_t(2) = \pi_{ht}(2) \times \Delta v_t(2) + (\pi_{ht}(2) - \pi_{ht}(3)) \times [-\Delta v_t(1) - \Delta v_t(2)] \quad (5.11b)$$

$$\Delta C_t(3) = \pi_{ht}(3) \times \Delta v_t(3) + (\pi_{ht}(3) - 0) \times [-\Delta v_t(1) - \Delta v_t(2) - \Delta v_t(3)] \quad (5.11c)$$

Somando os termos, colocando  $\Delta v_t(1)$ ,  $\Delta v_t(2)$  e  $\Delta v_t(3)$  em evidência, chega-se a

$$\begin{aligned} \Delta C_t(1) + \Delta C_t(2) + \Delta C_t(3) &= \Delta v_t(1) \times (\pi_{ht}(1) - \pi_{ht}(1) - \pi_{ht}(2) + \pi_{ht}(2) - \pi_{ht}(3) + \pi_{ht}(3)) \\ &\quad + \Delta v_t(2) \times (\pi_{ht}(2) - \pi_{ht}(2) + \pi_{ht}(3) - \pi_{ht}(3)) \\ &\quad + \Delta v_t(3) \times (\pi_{ht}(3) - \pi_{ht}(3)) \end{aligned} \quad (5.12)$$

Finalmente, observando que os termos entre parênteses se cancelam, conclui-se que a soma (5.12) é igual a zero.

Desta maneira, a expressão (5.10) reflete a compensação que cada agente tem que pagar / receber pelo uso da água.

### 5.3.7. Exemplo de balanço no MAA

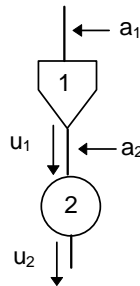
Como ilustração, modificaremos o exemplo apresentado no Anexo A para incluir uma usina a fio d'água,  $H_2$ , a jusante de  $H_1$ . As características destas usinas estão apresentadas na Tabela 5.1 e Figura 5.2. Os dados de térmica e demanda são os mesmos do Anexo A.

**Tabela 5.1 - Características das Usinas Hidrelétricas**

Nome	Capacidade Instalada (MW)	Armazenamento máximo ( $10^3 m^3$ )	Coefficiente de produção ( $MWh/10^3 m^3$ )	Turbinamento máximo ( $10^3 m^3/h$ )	Volume inicial ( $10^3 m^3$ )	Vazão afluente lateral ( $10^3 m^3/h$ )
$H_1$	15	100	2	15	30	5
$H_2$	20	0	1	20	0	4

Como a usina  $H_2$  é fio d'água, a função de custo futuro só depende do armazenamento de  $H_1$ . Por simplicidade, usaremos a mesma FCF do exemplo anterior:

$$FCF(v_{t+1}(1)) = -28v_{t+1} + 4000$$



**Figura 5.2 - Sistema Hidrelétrico em Cascata**

Seguindo o mesmo roteiro do exemplo anterior, concluímos a partir da FCF que esvaziar  $10^3 m^3$  de  $H_1$  penaliza em R\$ 28 a operação futura do sistema. Por sua vez, a energia resultante do turbinamento é dada pela soma das gerações na cascata:

$$\rho_1 \times 10^3 + \rho_2 \times 10^3 = 3 \text{ MWh}$$

Neste caso, vale a pena despachar  $H_1$  sempre que as alternativas térmicas custarem mais que  $28/3 = \text{R\$ } 9.3/\text{MWh}$ . A ordem de entrada das unidades é agora:

$$(H_2, T_1, H_1, T_2, T_3)$$

Observe que a fio d'água H<sub>2</sub> sempre tem prioridade de despacho, pois seu custo é zero. O despacho ótimo está apresentado na Tabela 5.2:

**Tabela 5.2 - Despacho Ótimo - Sistema Hidrotérmico**

Unidade	Custo (R\$/MWh)	Turbinamento (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> )	Geração (MWh)
H <sub>2</sub>	0.0	6	6
T <sub>1</sub>	8.0	-	10
H <sub>1</sub>	9.3	2	4
T <sub>2</sub>	12.0	-	0
T <sub>3</sub>	15.0	-	0

A unidade marginal é H<sub>1</sub>, e o preço “spot” é R\$ 9.3/MWh.

Observa-se na Tabela 5.2 que H<sub>1</sub> turbinou  $2 \times 10^3 m^3$ . Como a vazão afluente foi de  $5 \times 10^3 m^3$ , conclui-se que houve um enchimento de  $3 \times 10^3 m^3$  no reservatório. Como consequência, a usina a jusante, H<sub>2</sub>, somente turbinou  $6 \times 10^3 m^3$ , ao invés dos  $9 \times 10^3 m^3$  correspondentes à vazão natural afluente (soma das vazões laterais em H<sub>1</sub> e H<sub>2</sub>).

Isto significa que H<sub>1</sub> deveria compensar H<sub>2</sub>, a usina a fio d'água, pela perda de faturamento correspondente ao turbinamento de  $3 \times 10^3 m^3$ . Em termos do balanço de pagamentos do MAA, esta perda é calculada multiplicando a energia que seria gerada pelo preço “spot” do sistema. A Tabela 5.4 apresenta os resultados para as usinas hidrelétricas. Naturalmente, as térmicas e as demandas não são afetadas.

**Tabela 5.3 - Balanços no MAA para as Usinas Hidrelétricas**

Agente	Compensação pelo uso da água (R\$)
H <sub>1</sub>	-27.9
H <sub>2</sub>	+27.9
<b>Total</b>	<b>0.0</b>

A Tabela 5.4 apresenta o balanço de pagamentos integrado do sistema, composto do MAA e CCEE.

**Tabela 5.4 - Balanços na CCEE**

Agente	Geração e carga (MWh)	Remuneração e pagamento “spot” (R\$)	Compensação pelo uso da água (R\$)	Remuneração CCEE+MAA (R\$)
H <sub>1</sub>	4	37.2	-27.9	9.3
H <sub>2</sub>	6	55.8	+27.9	83.7
T <sub>1</sub>	10	93.0		93.0
T <sub>2</sub>	0	0.0		0.0
T <sub>3</sub>	0	0.0		0.0
D <sub>1</sub>	-6	-55.8		-55.8
D <sub>2</sub>	-14	-130.2		-130.2
<b>Total</b>		0.0		0.0

#### 5.4. Experiência internacional

Uma pergunta interessante é como outros países com forte componente hídrico, como Chile, Nova Zelândia, Noruega etc. abordaram o problema das usinas em cascata. Como mencionado anteriormente, a remuneração total de uma cascata está correta, mesmo sem levar em conta a remuneração por compensação (lembrem-se que a soma destas remunerações ao longo da cascata em cada hora é zero). O que está distorcido é a distribuição desta remuneração entre os agentes. Portanto, o assunto é pouco relevante se o mesmo agente é dono de todas as usinas numa cascata. Esta é a situação na maior parte dos países, o que explica porque o problema foi pouco observado. Entretanto, este tema é importante no caso do Brasil, onde há até seis empresas compartilhando usinas numa mesma cascata.

Na Noruega, os agentes de uma bacia se organizaram numa espécie de “empresa” chamada Brukseierforening para compartilhar os benefícios da operação coordenada. Isto remete a outra questão, que seria deixar o problema da coordenação para os agentes, que fariam acordos bilaterais para remunerar a regularização. Este tema foi discutido durante a formulação do MRE – compulsório ou espontâneo – e chegou-se à conclusão de que havia risco de poder de mercado – os agentes existentes poderiam criar um MRE “particular”, o que seria uma barreira à entrada de novas usinas hidrelétricas.

## **6. PROPOSTA ALTERNATIVA PARA CÁLCULO DOS CERTIFICADOS DE ENERGIA ASSEGURADA**

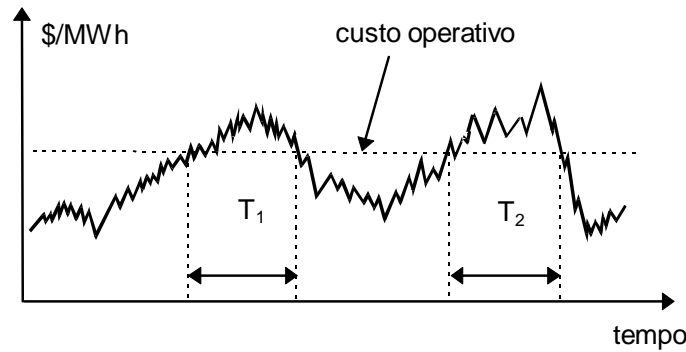
Nos Capítulos 3 e 4 foi apresentado e descrito o critério econômico (ou “de mercado”) para o cálculo de energia assegurada de usinas hidrelétricas. No capítulo anterior foi mostrado que este mecanismo não é coerente com a existência de usinas hidrelétricas com capacidade de regularização em cascata e, como proposta de correção, foi apresentado um Mecanismo de remuneração da atividade “regularização dos reservatórios”. Desta forma, o objetivo deste capítulo metodológico final é “unir” os conceitos anteriormente discutidos e apresentar uma proposta alternativa para repartir os certificados de energia assegurada entre as usinas baseada no critério econômico e corrigindo as distorções existentes entre usinas em cascata.

De modo a ilustrar outras características interessantes da proposta, este capítulo inicialmente discute a volatilidade de preços nos mercados “spot” de energia elétrica e uma maneira de amenizar esse problema através da assinatura de contratos bilaterais com a demanda e contratos cruzados entre as usinas hidrelétricas, diminuindo assim o risco. Em seguida, será mostrada a equivalência entre contratos cruzados e energia assegurada, culminando no fim com a apresentação da proposta desta dissertação.

### **6.1. Volatilidade de preços em sistemas térmicos**

Na implementação real dos mercados “spot” de energia elétrica, um dos primeiros aspectos que se observa é a volatilidade, ou flutuação, dos preços. No caso de sistemas térmicos, esta flutuação é tipicamente causada por variações de temperatura, indisponibilidade dos equipamentos e variação dos custos de combustível. A Figura 6.1 ilustra uma possível evolução dos preços “spot” de um sistema ao longo do tempo, e o despacho correspondente de uma térmica neste período. Pode-se observar que a térmica só é despachada - e, portanto, remunerada - nos intervalos  $T_1$  e  $T_2$ , quando o preço “spot” excede seu custo operativo.





**Figura 6.1 - Evolução dos preços “spot”**

Dado que os compromissos financeiros de um gerador - pagamento de pessoal, remuneração do investimento etc. - são, em geral, constantes ao longo do tempo, esta variabilidade no fluxo de caixa aumenta os riscos dos investidores, e tem um impacto negativo no processo de competição e nos custos finais de energia. De maneira análoga, a variação de preços também é indesejável para os consumidores.

## **6.2. Volatilidade de preços no sistema brasileiro**

Como mencionado, a volatilidade do preço “spot” em sistemas de base térmica em geral resulta de flutuações na demanda - que por sua vez dependem de variações na temperatura - saídas forçadas de equipamentos e variações de preços de combustível. Como consequência, esta volatilidade tende a ser alta no curto prazo (base diária ou semanal) e mais baixa no médio prazo (horizonte de vários meses a dois anos).

Em contraste, sistemas com predominância de geração hidrelétrica como o brasileiro apresentam uma volatilidade de curto prazo relativamente pequena, mas uma volatilidade de médio prazo bastante alta. A razão para a volatilidade reduzida de curto prazo é que as usinas hidrelétricas podem transferir facilmente energia de horas fora da ponta para de ponta; em outras palavras, as usinas podem modular o atendimento à ponta, o que leva a uma equalização dos preços “spot”.

A razão para a volatilidade de médio prazo é que geralmente os sistemas hidrelétricos são projetados para garantir o atendimento da carga sob circunstâncias hidrológicas adversas, que não ocorrem com frequência. Como resultado, na maior parte

do tempo formam-se excedentes temporários de energia, o que implica em um preço “spot” muito baixo. Por outro lado, se houver um período de seca, o preço “spot” pode subir abruptamente, chegando a alcançar o custo de racionamento do sistema. Devido à capacidade de armazenamento do reservatório, estes períodos de baixo custo não apenas ocorrem com frequência, mas podem estender-se por muito tempo, sendo intercalados por períodos de custo muito elevado em decorrência das secas.

### 6.3. Contratos bilaterais

A alta volatilidade de médio prazo dos preços “spot” no sistema brasileiro torna essencial para os geradores a assinatura de contratos bilaterais com a demanda, como medida de redução de risco. Suponha, por exemplo, que um gerador vende hoje um contrato a termo de 100 MWh a um preço de R\$ 120/MWh, com vencimento no estágio  $t$ . Nesta data, a produção do gerador é de 95 MWh, o consumo é de 105 MWh e o preço “spot” do sistema é  $\pi_d$  R\$/MWh. A renda líquida do gerador e o pagamento líquido da demanda são dados por:

$$R_g = \pi_d \times (E_g - E_c) + 120 \times E_c \quad (6.1a)$$

$$P_d = \pi_d \times (E_d - E_c) + 120 \times E_c \quad (6.1b)$$

Pondo  $E_c$  em evidência temos:

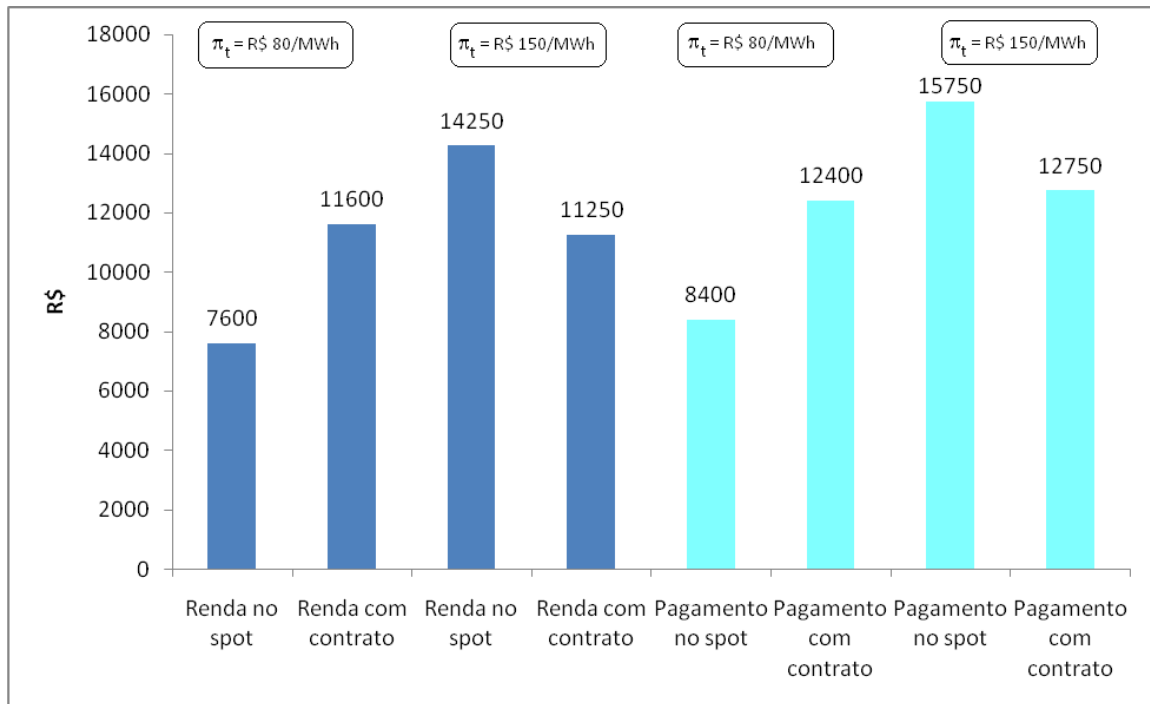
$$R_g = \pi_d \times E_g + (120 - \pi_d) \times E_c \quad (6.1c)$$

$$P_d = \pi_d \times E_d + (120 - \pi_d) \times E_c \quad (6.1d)$$

As expressões acima contêm duas parcelas: na primeira, o gerador e a demanda vendem (compram) sua produção  $E_g$  (consumo  $E_d$ ) no “spot”, da maneira tradicional. Na segunda, o gerador e a demanda recebem (pagam) o produto da diferença entre o preço contratado e o “spot” pela quantidade  $E_c$  contratada.

Suponha que o preço “spot”  $\pi_d$  seja baixo, por exemplo R\$ 80/MWh. Neste caso, a remuneração correspondente à primeira parcela da expressão (6.1c) – venda da geração no “spot” – é reduzida. Por outro lado, a segunda parcela é positiva, isto é, o gerador recebe uma remuneração adicional à remuneração “spot”. Em outras palavras, o contrato protege o gerador contra preços “spot” reduzidos. Por sua vez, se o preço “spot” for alto

(por exemplo, R\$ 120/MWh), a demanda tem gastos elevados de compra no “spot” (primeira parcela de (6.1d)). Estes gastos são parcialmente compensados na segunda parcela, que tem valor negativo. Conclui-se portanto que o contrato protege a demanda contra preços “spot” altos. A Figura 6.2 resume a situação, mostrando os rendimentos e pagamentos do gerador e demanda, para as quatro situações: com e sem contrato, preço “spot” alto e baixo.



**Figura 6.2 - Uso de Contratos para Redução de Volatilidade**

## 6.4. Contratos cruzados para usinas hidrelétricas

### 6.4.1. Volatilidade para usinas hidrelétricas

No caso de usinas térmicas, o contrato bilateral permite gerenciar adequadamente a volatilidade: se o preço “spot” é reduzido, a usina atende seu contrato através da compra de energia, evitando assim os custos de produção. Se o preço “spot” é elevado, a usina atende seu contrato através de geração própria, evitando assim compras onerosas de energia.

No caso de usinas hidrelétricas, entretanto, a contratação não é suficiente para reduzir a volatilidade a um nível adequado. Isto se deve à variabilidade da produção de

cada usina individual: a energia produzida por cada hidrelétrica em cada estágio depende do nível de armazenamento dos demais reservatórios e das condições hidrológicas nas diversas bacias do sistema. Como consequência, a produção individual da usina é muito variável em relação ao valor contratado, o que leva a compras e vendas frequentes das diferenças no “spot” e afeta o fluxo de caixa da mesma.

#### 6.4.2. Contratos cruzados

Outra alternativa para atenuar a volatilidade é assinar contratos “cruzados” entre usinas hidrelétricas, que podem ser implementados da seguinte maneira:

1. forma-se uma empresa onde cada participante (usina hidrelétrica) tem uma determinada quantidade de “cotas”.
2. esta empresa fictícia recolhe a cada período de apuração a soma dos recebimentos na CCEE de todos os participantes na mesma.
3. o montante total recolhido é então distribuído entre os participantes em proporção a suas “cotas”.<sup>15</sup>

##### 6.4.2.1. Exemplo

A aplicação do esquema de contratos cruzados será ilustrada através de um exemplo com três hidrelétricas, com as seguintes características:

**Tabela 6.1 - Geradores Hidrelétricos**

Nome	Capacidade (MW)
H <sub>1</sub>	20
H <sub>2</sub>	50
H <sub>3</sub>	30

O despacho ótimo e a remuneração na CCEE, supondo um preço “spot” de R\$10/MWh, estão apresentados a seguir<sup>16</sup>:

<sup>15</sup> Este esquema de contratos cruzados é a base da criação do “Mecanismo de Realocação de Energia”(MRE), bastante popular no Setor Elétrico Brasileiro e descrito no Anexo C.

<sup>16</sup> Assim como nos exemplos anteriores, estamos supondo que a duração do estudo é 1h.

**Tabela 6.2 - Despacho e Remuneração na CCEE**

Agente	Geração (MWh)	Remuneração (R\$)
H <sub>1</sub>	5	50
H <sub>2</sub>	40	400
H <sub>3</sub>	25	250
<b>Total</b>		<b>700</b>

A Tabela 6.3 apresenta as cotas associados a cada usina no exemplo. Observe que as mesmas são representadas em p.u. do total.

**Tabela 6.3 - Cotas das usinas participantes**

Agente	Cota (p.u.)
H <sub>1</sub>	0.2
H <sub>2</sub>	0.5
H <sub>3</sub>	0.3
<b>Total</b>	<b>1.0</b>

Finalmente, a Tabela 6.4 apresenta a distribuição do montante recolhido (R\$ 700) entre os participantes:

**Tabela 6.4 - Distribuição do Montante**

Agente	Montante alocado (R\$)
H <sub>1</sub>	$E_1 = 0.2 \times 700 = 140$
H <sub>2</sub>	$E_2 = 0.5 \times 700 = 350$
H <sub>3</sub>	$E_3 = 0.3 \times 700 = 210$
<b>Total</b>	<b>700</b>

## 6.5. Cálculo do valor das cotas

Observa-se de imediato que o procedimento de contratos cruzados descrito acima possui o efeito desejado de redução de volatilidade: como a produção total das usinas hidrelétricas é muito mais constante que a produção individual de qualquer usina, uma remuneração que corresponde a uma fração deste total é necessariamente menos volátil que a remuneração “spot” direta. A questão de interesse é agora como calcular a cota de cada usina. É fácil ver que a mesma deve ser proporcional ao valor esperado da remuneração “spot” da mesma, calculado ao longo do tempo e para os diversos cenários hidrológicos:

$$\phi_i = R_i/R^* \quad (6.2)$$

onde  $R_i$  é o valor esperado da remuneração “spot” da usina  $i$  (R\$) e  $R^*$  é a soma das remunerações esperadas de todos os participantes.

Em resumo, o valor esperado do montante distribuído ao participante  $i$  no esquema de contratos cruzados é igual ao que o mesmo receberia isoladamente no “spot”; somente a variabilidade, ou volatilidade, é reduzida. Portanto, o contrato de esquemas cruzados possui os atributos desejados de um esquema de “hedge” financeiro.

## 6.6. Cálculo da energia assegurada

O conceito de contrato cruzado pode ser estendido para o caso de usinas em cascata. Neste caso, entretanto, é necessário introduzir termos adicionais no cálculo da remuneração esperada da usina. Estes termos correspondem à remuneração pelos serviços de regularização.

É interessante observar que a introdução do benefício de regularização é análoga à chamada “energia firme de próxima adição”, onde o benefício a jusante é atribuído à usina que entra.

### 6.6.1. Critério proposto

Suponha que a operação do sistema foi simulada para toda a seqüência histórica de vazões. Seja  $R_i$  o valor esperado da remuneração “spot” da usina hidrelétrica  $i$  na CCEE, incluindo a compensação pelo uso da água.

$$R_i = \frac{1}{T} \sum_t (g_t(i) \times \pi_{dt} + \Delta C_t(i)) \quad (6.3)$$

onde:

$R_i$	remuneração média da usina no “spot” corrigido (R\$/unidade de tempo)
$g_t(i)$	geração da usina hidrelétrica $i$ no estágio $t$
$\pi_{dt}$	preço “spot” do sistema no estágio $t$
$\Delta C_t(i)$	compensação pelo uso na água no estágio $t$ (ver equação(5.9))

Das discussões anteriores, sabemos que a remuneração  $R_i$  corresponde ao sinal econômico correto para a usina. Portanto, ele deveria ser igual à remuneração média da mesma usina no esquema de contratos cruzados, que é dada por:

$$R_i = \phi_i \times R_H \quad (6.4)$$

$$R_H = \frac{1}{T} \sum_t GH_t \times \pi_{dt} \quad (6.5)$$

onde:

$\phi_i$	fator de participação da usina
$R_H$	remuneração média do sistema hidrelétrico na CCEE
$GH_t$	geração hidrelétrica total no estágio $t$

Combinando (6.4) e (6.5), conclui-se que o fator de participação  $\phi_i$  na “sociedade” de contratos cruzados corresponde à razão entre as remunerações da usina no “spot” corrigido e do sistema:

$$\phi_i = R_i / R_H \quad (6.6a)$$

$$\phi_i = \frac{\sum_{t=1}^T \pi_{dt} g_t(i) + \Delta C_t(i)}{\sum_{t=1}^T \pi_{dt} GH_t} \quad (6.6b)$$

É razoável aplicar o mecanismo a todas as usinas hidrelétricas do sistema, e não apenas as que pertencem à mesma cascata. Em outras palavras, todas as usinas hidrelétricas passam a ser participantes de uma “empresa” que agrega toda a produção hidrelétrica. Assim como no caso das cascatas, só importa a geração total, pois o crédito de cada usina é proporcional a sua participação na “empresa”.

Esta expressão permite calcular o fator de participação de cada usina hidrelétrica na energia assegurada total do sistema de acordo com o critério econômico e corrigindo a distorção das usinas em cascatas, sendo assim uma proposta alternativa aos critérios atualmente em uso e ao critério proposto em [2][3].

## 7. ESTUDO DE CASO

### 7.1. Descrição do estudo

O objetivo do estudo é calcular a energia assegurada de acordo com a metodologia proposta, isto é, considerando os pagamentos pela comercialização da água proposto no Mercado Atacadista de Água, além dos pagamentos pela energia produzida na já existente Câmara de Comercialização de Energia Elétrica.

Para isto, foi necessário simular a operação do Sistema Elétrico Brasileiro gerando os resultados para a energia produzida pelas usinas, volume turbinado e vertido, valores da água e custos marginais.

Para efeito de comparação, foram calculados os Certificados de Energia Assegurada dos geradores (resolução 453/1998 ANEEL) de acordo com três critérios:

(1) Energia média gerada:  $EA_i = EA_T \times G_i / G_T$

(2) Receita na CCEE:  $EA_i = EA_T \times R_i / R_T$

(3) Receita na CCEE corrigida pelo MAA:  $EA_i = EA_T \times RC_i / RC_T$

onde:

$EA_i$	energia assegurada alocada a usina i
$EA_T$	energia assegurada hidrelétrica total de todos os sistemas (45.441 MW médios em 2006)
$G_i$	geração média de energia da usina i
$G_T$	geração total das usinas
$R_i$	receita média de venda de energia da usina i na CCEE
$R_T$	receita total de venda de energia das usinas na CCEE
$RC_i$	receita na CCEE corrigida pelo MAA para a usina i, corresponde à $R_i + \Delta C_i$
$RC_T$	receita total de venda de energia das usinas na CCEE corrigida pelo MAA. Como o balanço final do MAA é nulo, $RC_T = R_T$



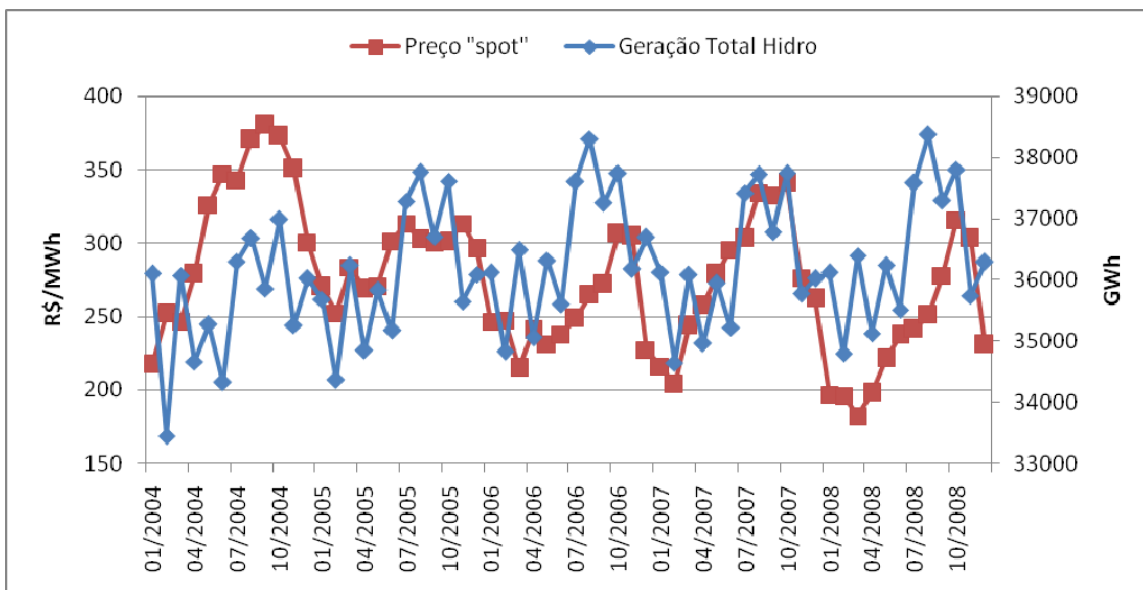
O seguinte roteiro foi seguido:

1. Utilização de um modelo de otimização estocástica que considera a incerteza das afluições futuras para realizar o despacho de mínimo custo esperado total para o conjunto de sistemas elétricos interconectados Sul, Sudeste, Norte e Nordeste. Foi utilizada uma configuração estática com base nos dados do ONS [19] de 06/2006, em um horizonte de 20 anos, onde os 10 primeiros anos são utilizados para a “perda” da memória (para alcançar o estado de equilíbrio, independente das condições iniciais), os 5 anos seguintes para o cálculo da energia assegurada e os 5 anos finais para evitar o deplecionamento dos reservatórios do sistema. A estocasticidade hidráulica foi capturada pelo uso de 200 cenários de hidrologia gerados por um modelo de vazões sintéticas - ARP(p).
2. Obtenção em cada mês de: cenários de preço “spot” do sistema e dos valores d’água e geração por usina hidrelétrica.
3. Obtenção da receita na CCEE de cada gerador hidrelétrico. Aplicação das correções oriundas da regularização dos reservatórios (MAA).
4. Foram tomados os resultados do décimo primeiro ao décimo quinto ano (já em regime estático) para obtenção das receitas médias no “spot” e aplicação do MAA.

Os resultados obtidos nas simulações são apresentados e discutidos a seguir.

## **7.2. Preço “spot” x Produção de Energia Esperada**

A Figura 7.1 apresenta o preço “spot” (R\$/MWh) e a geração total esperada em GWh (soma das produções de energia das hidrelétricas), para cada mês de estudo, obtidos a partir da simulação de mínimo custo do sistema para os 200 cenários de vazões. Nesta simulação os pagamentos aos geradores foram feitos apenas no âmbito da CCEE.



**Figura 7.1 - Preço “spot” x Geração Total das Usinas Hidrelétricas**

Inicialmente, observa-se a já esperada correlação negativa entre a geração hidrelétrica e o preço do sistema: quanto maior a quantidade de energia produzida pelas usinas hidrelétricas menor é o preço “spot” do sistema. A razão disto é que, havendo uma geração hídrica mais elevada, menor será o número de usinas térmicas necessárias para realizar o despacho e, conseqüentemente, mais baixo será o custo de operação do sistema.

Como mencionado anteriormente, os resultados apresentados neste gráfico são resultantes de uma simulação de mínimo custo onde a remuneração de cada gerador foi obtida supondo apenas a existência da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Entretanto, vale ressaltar que estes valores são análogos aos obtidos em uma simulação de mínimo custo cujos pagamentos pela comercialização da água também estejam sendo efetuados através do Mercado Atacadista de Água, uma vez que o MAA é uma câmara de compensação pelo uso da água.

A razão desta igualdade é que, em um despacho centralizado, a implementação de um Mercado Atacadista de Água não altera as decisões operativas ótimas de mínimo custo do sistema. O que difere os dois modelos é apenas a forma de remuneração dos geradores hidrelétricos: no primeiro modelo os pagamentos aos geradores são feitos com base somente na energia produzida e vendida na CCEE enquanto no segundo os pagamentos são acrescidos de uma parcela proveniente da compra / venda da água no MAA. Em outras palavras, a produção ótima de energia hidrelétrica e térmica do sistema a cada etapa não é modificada, há somente uma realocação financeira com o intuito de remunerar o benefício da regularização da água realizada pelos reservatórios do sistema.

### 7.3. Benefício da Regularização

A Figura 7.2 a seguir, ilustra graficamente o benefício da regularização da vazão natural afluyente ( $m^3/s$ ) à Estreito resultante da capacidade de armazenamento do reservatório a montante (pertencente a Furnas).

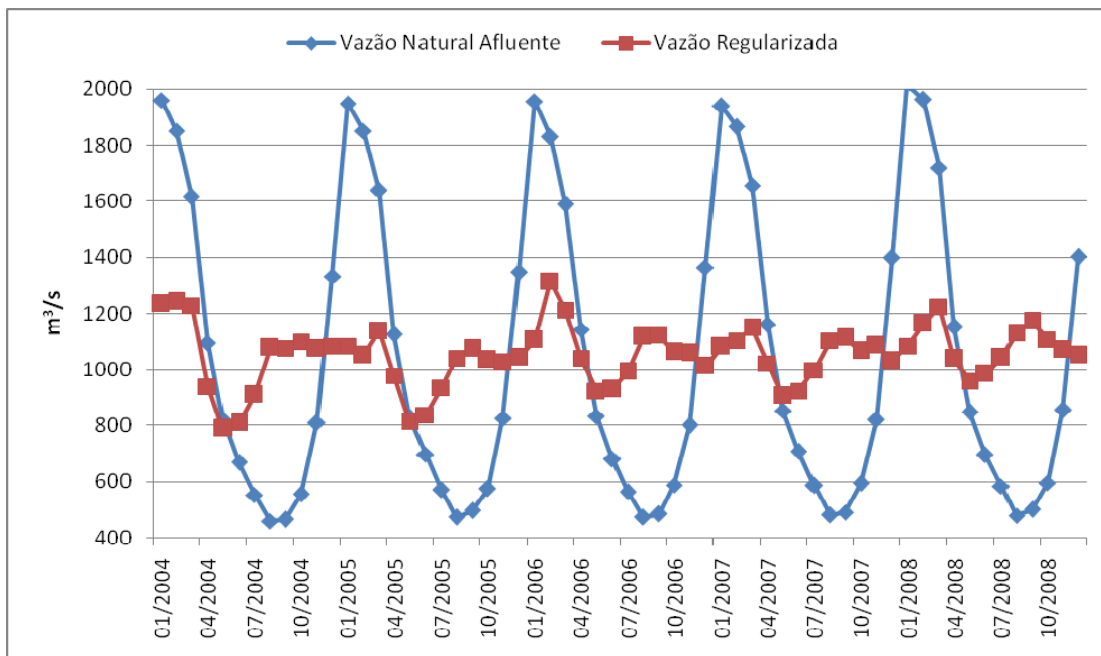


Figura 7.2 - Vazão Natural Afluyente à Hidrelétrica de Estreito e Vazão Regularizada

Observa-se inicialmente uma volatilidade acentuada nas vazões naturais afluentes à Estreito. Caso esta usina dependesse somente destas afluências para produzir energia, sua produção seria igualmente volátil durante seu período de operação: elevada nos períodos úmidos e baixa nos períodos secos.

Entretanto, a existência de um reservatório a montante desta hidrelétrica torna sua vazão afluyente mais regular permitindo que a produção de energia seja também mais homogênea. Este comportamento, característico de um sistema predominantemente hídrico, permite o sistema transferir a energia armazenada de um período em que o preço “spot” é mais barato para períodos em que este preço é mais elevado, diminuindo desta forma o custo de operação do sistema. Portanto esta atitude precisa ser adequadamente valorizada.

#### 7.4. Resultados

A Tabela 7.1 mostra os resultados obtidos pelo programa. A segunda coluna mostra o certificado de energia assegurada homologado pela ANEEL para servir de referência para as comparações dos dois métodos testados. As usinas aparecem em ordem decrescente destes certificados. As demais colunas mostram as energias asseguradas obtidas pelo critério (1), (2) e (3), respectivamente. A última coluna apresenta a relação percentual entre o critério (3) e o critério (2).

**Tabela 7.1 - Comparação das energias asseguradas (MW)**

Usina	CEA	Energia Média Gerada	Receita na CCEE	CCEE com MAA	CCEE / CCEE com MAA
Itaipu	8612.0	8768.5	8187.3	7326.4	-10.5%
Tucuruí I e II	4140.0	4262.5	4217.0	3901.6	-7.5%
Complexo Paulo Afonso -Moxotó	2225.0	2049.9	2166.9	1998.7	-7.8%
Xingó	2139.0	1864.6	2255.8	2151.0	-4.6%
Ilha Solteira	1949.0	2095.0	1945.9	1780.5	-8.5%

<b>Usina</b>	<b>CEA</b>	<b>Energia Média Gerada</b>	<b>Receita na CCEE</b>	<b>CCEE com MAA</b>	<b>CCEE / CCEE com MAA</b>
São Simão	1281.0	1198.9	1196.5	1164.2	-2.7%
Porto Primavera (Eng° Sérgio Motta)	1017.0	943.5	906.9	795.1	-12.3%
Itumbiara	1015.0	986.3	985.2	1126.8	14.4%
Luiz Gonzaga (Itaparica)	959.0	885.2	958.4	964.2	0.6%
Jupia (Eng° Souza Dias)	886.0	1036.2	1016.2	894.9	-11.9%
Água Vermelha (José Ermírio de Moraes)	746.0	805.0	740.0	754.7	2.0%
Marimbondo	726.0	813.9	729.7	766.8	5.1%
Salto Santiago	723.0	726.8	710.8	711.4	0.1%
Itá	720.0	761.1	804.4	712.3	-11.4%
Serra da Mesa	671.0	585.2	688.4	1147.5	66.7%
Gov. José Richa (Salto Caxias)	605.0	625.8	619.8	545.4	-12.0%
Gov. Ney Aminthas de Barros Braga (Segredo)	603.0	685.4	678.6	578.8	-14.7%
Furnas	598.0	638.6	574.7	1171.3	103.8%
Estreito Tocantins	584.9	591.1	612.4	520.6	-15.0%
Gov. Bento Munhoz da Rocha Neto (Foz do Areia)	576.0	597.1	588.9	677.9	15.1%
Sobradinho	531.0	515.3	475.8	1036.4	117.8%
Machadinho	529.0	583.1	614.5	587.3	-4.4%
Luís Eduardo Magalhães (Lajeado)	526.6	582.5	623.8	477.6	-23.4%
Salto Osório	522.0	533.8	531.1	466.1	-12.2%

<b>Usina</b>	<b>CEA</b>	<b>Energia Média Gerada</b>	<b>Receita na CCEE</b>	<b>CCEE com MAA</b>	<b>CCEE / CCEE com MAA</b>
Emborcação	497.0	395.9	440.5	715.7	62.5%
Estreito	495.0	528.1	502.7	410.0	-18.4%
Foz do Chapecó	432.0	473.9	499.8	442.8	-11.4%
Cachoeira Dourada	415.0	394.0	422.8	361.5	-14.5%
Barra Grande	380.6	321.1	361.5	411.0	13.7%
Campos Novos	377.9	312.8	342.8	336.5	-1.8%
Jaguara	336.0	318.0	331.6	323.6	-2.4%
Nilo Peçanha	335.0	310.2	351.2	105.6	-69.9%
Capivara	330.0	351.6	313.2	384.0	22.6%
Marechal Masc. de Moraes (Ex - Peixoto)	295.0	319.6	313.9	312.5	-0.4%
Nova Ponte	276.0	256.0	253.0	553.2	118.7%
Cana Brava	273.5	275.5	324.8	328.7	1.2%
Peixe Angical	271.0	309.8	330.7	270.4	-18.2%
Três Marias	239.0	211.5	185.3	441.2	138.1%
Volta Grande	229.0	242.8	236.1	199.6	-15.4%
Corumbá I	209.0	220.1	213.1	228.3	7.2%
Irapé	206.3	170.5	211.2	219.9	4.1%
Miranda	202.0	203.1	203.6	161.6	-20.7%
Taquaruçu (Escola Politécnica)	201.0	220.1	196.5	175.0	-10.9%
Itapebi	196.5	192.2	181.2	175.6	-3.1%

<b>Usina</b>	<b>CEA</b>	<b>Energia Média Gerada</b>	<b>Receita na CCEE</b>	<b>CCEE com MAA</b>	<b>CCEE / CCEE com MAA</b>
Itaúba	190.0	187.2	206.8	187.4	-9.3%
Pai Querê	186.6	146.7	167.5	208.2	24.3%
Porto Colômbia	185.0	221.3	214.5	179.2	-16.4%
Serra do Facão	182.4	92.7	85.7	168.4	96.4%
Rosana	177.0	188.0	169.2	152.3	-10.0%
Chavantes	172.0	182.3	162.1	197.2	21.7%
Aimorés	172.0	157.6	148.7	150.5	1.2%
Amador Aguiar I (Ex - Capim Branco I)	155.0	157.0	163.9	157.5	-4.0%
São Salvador	147.8	151.8	174.4	182.8	4.8%
Boa Esperança (Castelo Branco)	143.0	131.2	140.6	142.7	1.5%
Nova Avanhandava (Rui Barbosa)	139.0	149.9	124.4	127.9	2.8%
Igarapava	136.0	141.7	139.1	118.6	-14.8%
Ponte de Pedra	131.6	120.5	148.0	143.5	-3.0%
Amador Aguiar II (Ex - Capim Branco II)	131.0	134.8	138.1	116.1	-15.9%
Jacuí	123.0	125.3	143.0	137.3	-4.0%
Funil	121.0	107.0	110.8	115.1	3.9%
Passo Fundo	119.0	102.6	119.8	128.9	7.6%
Ilha dos Pombos	115.0	125.3	127.1	144.9	14.0%
Itaocara	110.0	143.7	149.1	162.5	9.0%
Gov. Parigot de Souza (Capivari/Cachoeira)	109.0	100.5	117.9	114.4	-3.0%

Usina	CEA	Energia Média Gerada	Receita na CCEE	CCEE com MAA	CCEE / CCEE com MAA
Henry Borden	108.0	169.3	194.3	191.2	-1.6%
Salto Pilão	104.4	97.3	105.4	111.6	5.9%
Promissão (Mário Lopes Leão)	104.0	114.7	94.0	128.8	37.0%
Fontes Nova	104.0	94.7	116.9	38.8	-66.8%
Mascarenhas	103.1	98.5	101.2	99.2	-1.9%
Outros <sup>17</sup>	2890.9	2837.3	2833.9	3021.3	6.6%
Total	45441 <sup>18</sup>	45441	45441	45441	-

Como era de se esperar, há uma transferência de energia assegurada entre as usinas a jusante que (perdem) para as de montante (que ganham), principalmente nos casos de reservatórios de regularização plurianual. Ver Figuras 7.3 e 7.4 para o caso das principais usinas localizadas nas Bacias do Rio Grande, Paranaíba e Paraná.

Dois exemplos ilustram esta constatação. A hidrelétrica de Furnas vê seu certificado de energia assegurada diminuído de 598 MW (ANEEL) para 574.7 MW no caso de alocação proporcional à receita na CCEE e sofre um aumento para 1171.3 MW, quase dobrando sua participação ao se considerar a parcela de regularização (MAA). Este resultado mede o benefício econômico que a regularização feita pelo reservatório de Furnas tem para a cascata do Rio Grande (e posteriormente Paraná). Exemplos análogos se verificam nas demais usinas de regulação localizadas nas cabeceiras dos grandes rios, tais como Serra da Mesa (Tocantins) e Três Marias e Sobradinho (São Francisco).

<sup>17</sup> “Outros” corresponde às hidrelétricas com CEA’s inferiores a 100 MW.

<sup>18</sup> A simulação realizada para o cálculo das participações (CEA) utilizando o MAA alcançou uma energia assegurada para as usinas hidrelétricas de 45863 MW (0,9% maior que a soma dos Certificados de Energia Assegurada da ANEEL), porém, foi utilizado o valor do somatório dos Certificados (45441 MW) para que a comparação entre os critérios fosse compatível.



As usinas mais a jusante têm modificações significativas, mas na direção contrária. Itaipu por exemplo, perde mais de 1000 MW de energia assegurada para as usinas a montante. Usinas como Tucuruí (regulada por Serra da Mesa) e Paulo Afonso (regulada por Sobradinho) perdem quase 500 MW na soma de seus certificados de energia assegurada. Perdas estas que são creditadas em sua maioria à Serra da Mesa, que faz grande parte do serviço de regularização do Rio Tocantins, e Sobradinho no Rio São Francisco.

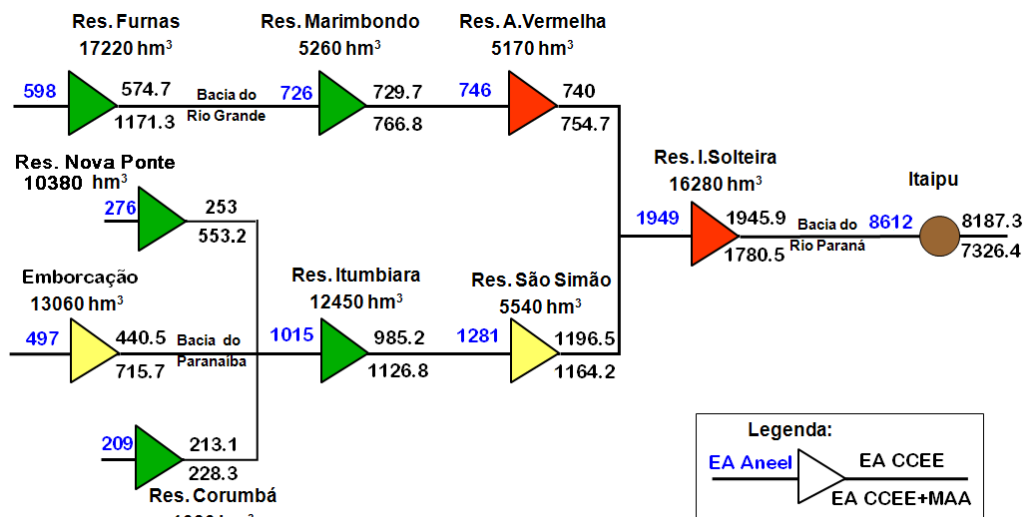


Figura 7.3 - Resultados para as bacias do Rio Grande, Paranaíba e Paraná

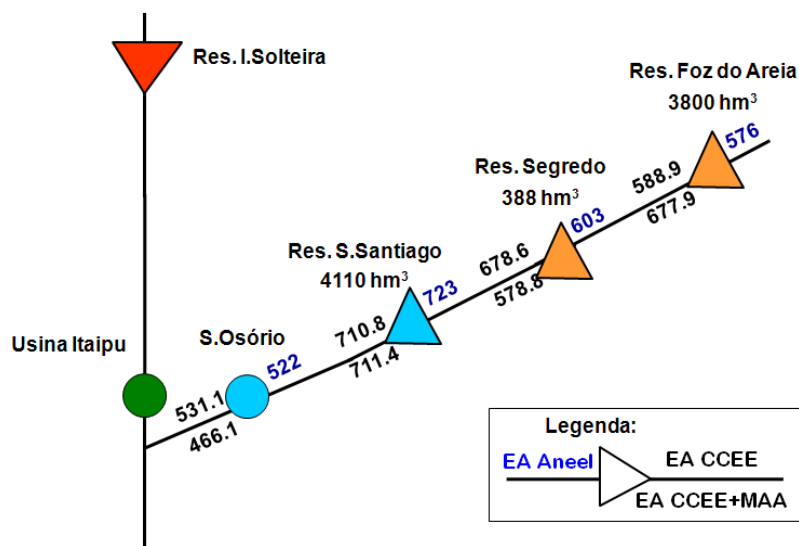


Figura 7.4 - Resultados para a bacia do Rio Iguaçu

## 8. CONCLUSÃO

O objetivo principal desta dissertação foi discutir a coerência entre o mecanismo de mercado “spot” introduzido com a reforma do Setor e o cálculo da energia assegurada das usinas hidrelétricas. Foi inicialmente mostrado que a energia assegurada de um equipamento hidrelétrico pode ser calculada a partir de seu faturamento no mercado “spot” de eletricidade e este critério é a base para a metodologia proposta de repartição da energia assegurada total entre seus agentes.

Entretanto, foi também mostrado que devido à existência de usinas hidrelétricas sem capacidade de armazenamento, o uso da remuneração “spot” como critério para cálculo de energia assegurada é injusto com os reservatórios, que não são beneficiados pela importante tarefa de regularização das vazões para as usinas a jusante. Esta ineficiência deve-se ao esquema inadequado de remuneração “spot” adotado que não reconhece o benefício da regularização à jusante, fornecendo os sinais econômicos corretos apenas para usinas hidrelétricas localizadas em bacias isoladas.

A eficiência econômica dos sinais “spot” pode ser restaurada através da criação de um Mercado Atacadista de Água (MAA), com funções e atributos análogos a CCEE. No MAA, um reservatório que enche, paga aos geradores de jusante uma compensação pela perda de oportunidade de gerar com a vazão natural; de maneira análoga, o reservatório ao esvaziar recebe uma compensação pelo aumento da produção a jusante.

Como deveria, a soma dos pagamentos e remunerações do MAA em cada instante é igual a zero, portanto o papel do MAA é apenas transferir recursos entre os agentes da mesma cascata. Em particular, o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) foi inicialmente concebido para os mesmos objetivos do MAA, isto é, remunerar a contribuição da regularização dos reservatórios. Em outras palavras, o objetivo primordial do MRE é restaurar a eficiência dos sinais econômicos numa cascata.

Por fim, mostrou-se que as “ações” dos geradores hidrelétricos no MRE (os chamados certificados de energia assegurada) deveriam corresponder ao valor esperado das suas remunerações, ajustadas pelo MAA. Entretanto o fator de participação de cada usina no MRE está em proporção à seu certificado de energia assegurada, que é calculado com base na sua geração efetiva no período crítico, ignorando portanto a regularização. Desta forma, os CEA’s do critério da ANEEL (segunda coluna da Tabela 7.1) tendem a ser maiores para as usinas a jusante (que se beneficiam da regularização dos reservatórios) e menores para as de montante, quando comparados à quinta coluna, que mostra as energias asseguradas divididas em proporção às receitas na CCEE (ajustadas pelo MAA). Os casos de Itaipu e Furnas são ilustrativos.

Os resultados que demonstram que os CEA’s deveriam - em teoria - ser recalculados de acordo com a metodologia proposta não significam que isto deve ocorrer na prática. A razão é simples: alterar (para cima ou para baixo) o CEA de uma usina significa alterar (para cima ou para baixo) seu valor econômico. O CEA não apenas define quanta energia será alocada pelo MRE à usina como estabelece o nível máximo de contratação aceito pela ANEEL e, portanto, atua diretamente no fluxo de caixa futuro da usina em questão. É fácil perceber que alterar o CEA das usinas existentes agora seria uma tarefa árdua: muitas empresas geradoras já foram privatizadas e outras tantas foram licitadas para iniciativa privada. O valor pago por estas usinas ou o pagamento anual pela concessão foi feito pela iniciativa privada com base na expectativa de fluxo de caixa futuro da usina que seria inevitavelmente alterado com a mudança do CEA. Entretanto não existe nenhum inconveniente em se propor o critério descrito nesta dissertação para o cálculo do CEA das novas usinas do sistema.

Um fator importante que necessita ser levado em consideração no cálculo do certificado de energia assegurada é a evolução futura dos usos múltiplos dos recursos hídricos da correspondente bacia hidrográfica, o que em geral implica em diminuição da disponibilidade de água para geração de energia.

A Agência Nacional de Águas - ANA [1] já vem atuando no sentido de gerenciar o uso múltiplo dos recursos hídricos. Exemplos disso são a continuidade de navegação no

reservatório de Ilha Solteira, como ocorreu durante a crise de 2001, e a retirada de água para irrigação na bacia do rio São Francisco. Entretanto, os atuais certificados de energia assegurada não consideram a evolução futura do uso múltiplo dos recursos hídricos em seu dimensionamento. Em outras palavras, se crescer a área irrigada a montante de uma usina, nada acontece com o certificado desta usina, mesmo que na prática a capacidade de produção sustentada tenha diminuído.

Este tema é analisado em [1], onde é proposta a utilização de um “fator de redução” no valor do CEA que traduza a expectativa de uso múltiplo dos recursos hídricos na bacia hidrográfica onde a usina estiver localizada. Este “fator” do plano da bacia hidrográfica correspondente e, quanto maior for a expectativa, maior deverá ser o fator de redução. Em outras palavras, há que reconhecer que a produção de energia elétrica é apenas um dos usos múltiplos que o plano de bacia deve considerar.

### **8.1. Trabalhos Futuros**

Como visto, a metodologia para cálculo da energia assegurada (garantia física) de uma usina térmica depende do produto de sua geração pelo custo marginal de operação (CMO). Por outro lado, sua geração ótima depende da função de custo de déficit empregada. O ONS utiliza em seu Plano Mensal de Operação (PMO) uma função com custos unitários crescentes com a profundidade da demanda não atendida, de maneira a incluir os racionamentos preventivos no processo decisório. A idéia é que dois meses com racionamentos de  $x$  MW causam menos perdas à Sociedade que um racionamento de  $2x$  MW concentrado num único mês. Já no critério utilizado pela EPE adota-se uma curva de déficit com um único patamar, não havendo, portanto, o emprego de racionamentos preventivos, uma vez que só serão acionados quando os reservatórios estão totalmente deplecionados.

Como se pode observar, o critério do custo de déficit influi tanto na decisão operativa, fazendo com que a entrada em operação da térmica ocorra antes ou depois, como no próprio valor do CMO. Obviamente que diferentes critérios para a função de custo de déficit resultarão em diferentes garantias físicas calculadas para as usinas

térmicas. Percebe-se então, que a metodologia atualmente empregada é fortemente vinculada ao critério de custo de déficit, sendo passível de futuras discussões.

Devido à relevância da sazonalidade hidrológica e seu impacto em sistemas que contêm grandes reservatórios, a metodologia utilizada no Sistema Elétrico Brasileiro simplifica o efeito da ocorrência de falhas nas usinas térmicas devido ao pequeno impacto no sistema, pois o nível de confiabilidade do sistema térmico não é fundamental para o atendimento da demanda.

Para sistemas puramente térmicos, e/ou com usinas de pequenos reservatórios, o nível de confiabilidade do sistema térmico adquire relevância. Neste caso, um critério alternativo ao cálculo da energia assegurada seria mensurar a contribuição de cada usina através de sua potência firme, utilizando a teoria de jogos cooperativos. Desta forma, se incentiva as usinas a cooperarem entre si com o objetivo de maximizar a demanda que o sistema pode atender dado um critério de confiabilidade.

## 9. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] ANA - Agência Nacional das Águas - Metodologia de Cálculo da Energia Firme de Sistemas Hidrelétricos levando em Consideração usos Múltiplos da Água, 2002.
- [2] Faria E.T., “Aplicação de Teoria dos Jogos à Repartição da Energia Firme de um Sistema Hidrelétrico”, Dissertação (M.Sc.), PUC-RJ, 2004.
- [3] E.Faria, L.A.Barroso, R.Kelman, S.Granville e M.V.Pereira, “*Allocation of Firm Energy Rights among hydro plants: a game-theoretic approach*”, *X Symposium of Specialists In Electric Operational and Expansion Planning (SEPOPE)*, Florianópolis, Brasil, 2006.
- [4] Lino P., Barroso L.A., Fampa M., Kelman R., Pereira M.V., “Bid-based dispatch of hydrothermal systems in competitive markets”, *Annals of Operations Research*, 120, pp.81-97, 2003.
- [5] Lino P., “Esquemas Competitivos em Sistemas Hidrotérmicos: Operação Descentralizada de Sistemas Hidrotérmicos em Ambiente de Mercado”, Dissertação (M.Sc.), NCE/UFRJ, 2001.
- [6] Power Systems Research, Inc. (PSR) - “Estimativa dos Benefícios da Operação Hidrotérmica Coordenada”, 2000 - Estudo realizado para o ONS (disponível em <http://www.psr-inc.com>).
- [7] Kelman R., “Esquemas Competitivos em Sistemas Hidrotérmicos: Eficiência Econômica e Comportamento Estratégico”, Dissertação (M.Sc.), COPPE/UFRJ, 1999.

- [8] Rippl W., Capacity of Storage Reservoirs for Water Supply, Proceedings of Institution of Civil Engineers v. 71, 1883.
- [9] Bortolossi H.J., Pereira M.V.F.& Tomei C. “*Optimal hydrothermal scheduling with variable production coefficient*”, Mathematical Methods of Operations Research, pp 11-36, Vol. 55, issue 1., 2002.
- [10] Oliveira G., Pereira M.V.F. & Granville S., “*Applications in Energy: Electrical Power*”, capítulo do *Handbook of Applied Optimization*, Panos M. Pardalos and Mauricio G. C. Resende (Eds.), Oxford University Press, 2002.
- [11] LOQO - <http://www.orfe.princeton.edu/~loqo>
- [12] Avaliação da Metodologia de Cálculo de Energia Assegurada de Usinas Hidrelétricas: Relatório Técnico do Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico (disponível em <http://www.energiabrasil.gov.br>)
- [13] Kelman J. “Modelos Estocásticos no Gerenciamento dos Recursos Hídricos”, capítulo de Modelos de Gerenciamento de Recursos Hídricos, volume 1 da coleção ABRH, 1987.
- [14] Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro - Cartilha institucional - Dezembro de 2003. (disponível em <http://www.mme.gov.br>)
- [15] Binato S., “Análise de Diferentes Alternativas de Alocação de Custos e Benefícios Aplicadas à Operação e ao Planejamento de Sistemas Hidrelétricos”, Dissertação (M.Sc.), PUC-RJ, 1992.
- [16] CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - <http://www.cepel.br/servicos/descprog.shtml>

- [17] MSUI - Modelo de Simulação a Usinas Individualizadas - <http://www.geocities.com/nbittencourt/energy/models/hydro/msui.htm>
- [18] EPE - Empresa de Pesquisa Energética - “Garantia Física dos Empreendimentos Hidrelétricos do Leilão de Compra de Energia Nova de A-5 de 2006” (disponível em <http://www.epe.gov.br>).
- [19] ONS - Operador Nacional do Sistema - <http://www.ons.org.br>
- [20] Barroso L.A., Trinkenreich J., Granville S., Lino P., Pereira M.V., “Avaliação de estratégias de redução de risco hidrológico para empresas com portfólios predominantemente hidrelétricos” - XVII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Uberlândia, 2003.
- [21] CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - <http://www.ccee.org.br>
- [22] ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica - “Regulamentação do uso do Mecanismo de Realocação de Energia” - MRE para centrais hidrelétricas não despachadas centralizadamente, 2001. (disponível em <http://www.aneel.gov.br>).
- [23] Kelman J., Kelman R., Pereira M., “Energia Firme Sistemas Hidrelétricos e Usos Múltiplos dos Recursos Hídricos”, Revista da Associação Brasileira de Recursos Hídricos (ABRH), 2003.
- [24] Bonneville Power Administration, “The Draft Guide to the Tools and Principles for a Dry Year Strategy”, (disponível em <http://www.bpa.gov/power/pgp/dryyear>)
- [25] ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica - “Documento Básico para o Estabelecimento das Regras do MAE”. (disponível em [http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/Audiencia\\_Publica/audiencia\\_proton/ap004/Regras%20MAE.doc](http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/Audiencia_Publica/audiencia_proton/ap004/Regras%20MAE.doc)).



- [26] Pereira, M., "Competition for Contracts in a Hydrothermal System, Course I, Application of Economic Theory in Power System Analysis", VI Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning, Salvador, Brazil, 1998.
- [27] Pereira M, Kelman R., "Contracts in Hydro Power Predominant Systems", 1999.

## 10. ANEXO A - MARCO CONCEITUAL

Neste anexo são discutidos alguns fundamentos de cálculo de preço “spot” e, sistemas térmicos, hidrotérmicos e eficiência dos mecanismos de mercado para sinalizar novas adições.

### 10.1. Mercado “spot” em sistemas térmicos

#### 10.1.1. Formulação do problema

O cálculo do preço “spot” em cada hora será ilustrado através do problema de despacho térmico a seguir (para facilitar a notação, não se utiliza o índice horário):

$$z = \text{Min } \sum_j c_{(j)} \times g_{(j)} \quad \text{Multiplicador} \quad \text{sujeito a} \quad (10.1)$$

$$\sum_j g_{(j)} = d \quad \pi_d \quad (10.1a)$$

$$g_{(j)} \leq G_{\text{max}(j)} \quad (10.1b)$$

onde:

- $z$  custo operativo do sistema
- $j$  indexa os geradores ( $J$  número de geradores)
- $c_{(j)}$  custo operativo do gerador  $j$
- $g_{(j)}$  produção do gerador  $j$  ( $g$  representa o vetor de gerações)
- $d$  demanda do sistema
- $G_{\text{max}(j)}$  capacidade instalada do gerador  $j$

As restrições (10.1a) e (10.1b) representam respectivamente o atendimento à demanda e os limites de geração. O despacho operativo (10.1) é um problema de programação linear (PL), que é resolvido por sistemas computacionais disponíveis comercialmente. Neste exemplo simples, a solução ótima pode ser obtida por inspeção: carregue os geradores por custo operativo crescente até atender a demanda. Para simplificar a notação, supõe-se que os geradores  $j = 1, \dots, J$  já estão ordenados por custo

operativo crescente, e que  $j^*$  é a última unidade despachada, conhecida como gerador marginal.

### 10.1.2. Cálculo do preço “spot”

O preço “spot” do sistema é a derivada do custo operativo com relação à demanda,  $\partial z/\partial d$ . Sabe-se da teoria de programação linear que esta derivada é dada pelo multiplicador simplex  $\pi_d$  associado à restrição de atendimento à demanda (10.1a):

$$\partial z/\partial d = \pi_d \quad (10.2)$$

Neste caso simples, o valor de  $\pi_d$  também pode ser obtido por inspeção. Dado que um aumento na demanda é compensado por um aumento na produção do gerador marginal  $j^*$ , tem-se que:

$$\partial z/\partial d = \pi_d = c_j^* \quad (10.3)$$

### 10.1.3. Remuneração líquida de um gerador

A remuneração líquida de um gerador é a diferença entre a remuneração “spot” e seu custo operativo:

$$R_{(j)} = (\pi_d - c_{(j)}) \times g_{(j)} \quad (10.4)$$

### 10.1.4. Exemplo

Os conceitos apresentados acima serão ilustrados através de um exemplo com três geradores e duas demandas, com as seguintes características:

**Tabela 10.1 - Geradores**

Nome	Capacidade (MW)	Custo operativo (R\$/MWh)
G <sub>1</sub>	10	8
G <sub>2</sub>	5	12
G <sub>3</sub>	20	15

**Tabela 10.2 - Demandas**

Nome	Demanda (MWh)
D <sub>1</sub>	6
D <sub>2</sub>	14

O despacho ótimo é (valores em MWh):

$$G_1 = 10$$

$$G_2 = 5$$

$$G_3 = 5$$

O gerador marginal neste caso é  $G_3$ . Portanto, o preço “spot” do sistema é R\$15/MWh, que corresponde ao custo operativo desta térmica. O balanço de pagamentos na CCEE é apresentado na Tabela 10.3.

**Tabela 10.3 - Balanço de pagamentos**

Agente	Geração e carga (MWh)	Remuneração e pagamento (R\$)
$G_1$	10	150
$G_2$	5	75
$G_3$	5	75
$D_1$	-6	-90
$D_2$	-14	-210
<b>Total</b>		0

## 10.2. Mercados “spot” em sistemas hidrotérmicos

### 10.2.1. Diferenças entre despacho térmico e hidrotérmico

Como visto acima, o problema operativo térmico é resolvido colocando as usinas em ordem crescente de custo de produção de um MWh adicional (custo incremental) e ajustando a entrada ou saída destas usinas às variações da demanda. Embora existam fatores adicionais que tornam este problema mais complexo (perdas de energia, limitações nas linhas de transmissão, custos de partida, limites na taxa de variação da produção energética etc.), o problema de operação térmica possui as seguintes características básicas:

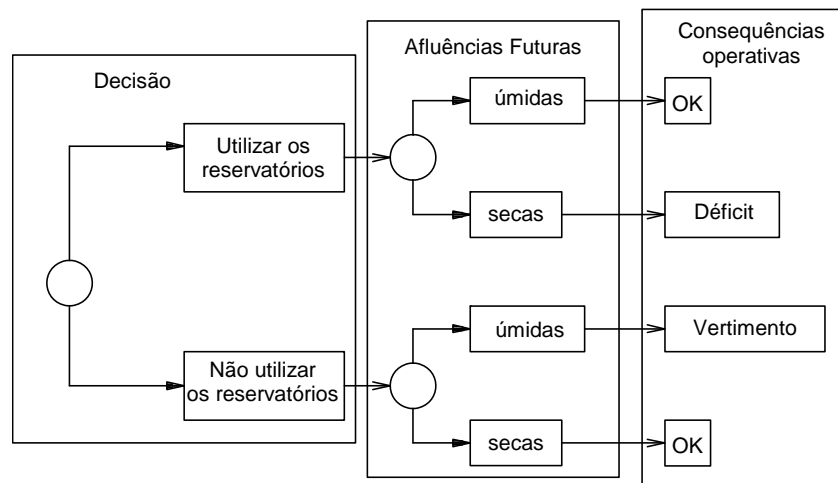
- é desacoplado no tempo, isto é, uma decisão operativa hoje não afeta o custo operativo da próxima semana;
- as unidades têm um custo direto de operação, isto é, o custo operativo de uma unidade depende somente de seu próprio nível de geração, e não da produção das outras unidades;

Estas características influenciaram os mecanismos propostos de privatização e descentralização operativa nos países industrializados, quase todos de base térmica. É mostrado a seguir que a predominância hídrica do sistema brasileiro e a existência de grandes reservatórios faz com que sua operação tenha características bastante diferentes de outros países.

### 10.2.2. Dependência temporal da operação

A característica mais evidente de um sistema com geração hidrelétrica é poder utilizar a energia “grátis” que está armazenada nos reservatórios para atender à demanda, evitando desta maneira gastos de combustível com as unidades térmicas. Entretanto, a disponibilidade de energia hidrelétrica está limitada pela capacidade de armazenamento nos reservatórios. Isto introduz uma dependência entre a decisão operativa de hoje e os custos operativos no futuro.

Em outras palavras, se deplecionamos hoje as reservas de energia hidrelétrica, com o objetivo de minimizar os custos térmicos, e ocorre uma seca severa no futuro, pode haver um racionamento de custo elevado. Se, por outro lado, preservamos as reservas de energia hidrelétrica através de um uso mais intenso de geração térmica, e as afluições futuras são elevadas, pode ocorrer um vertimento nos reservatórios do sistema, o que representa um desperdício de energia e, conseqüentemente, um aumento no custo operativo. Esta situação está ilustrada na Figura 10.1.

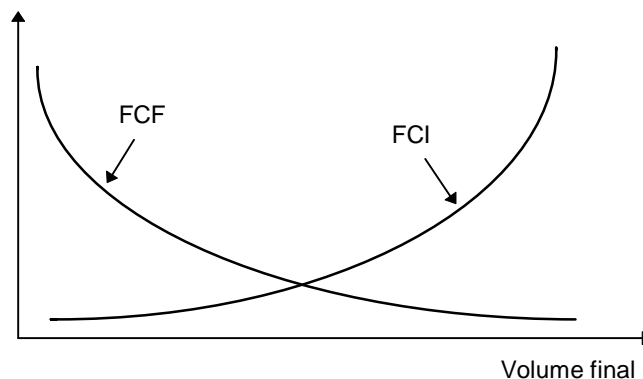


**Figura 10.1 - Processo de Decisão para Sistemas Hidrotérmicos**

Portanto, em contraste com os sistemas puramente térmicos, cuja operação é desacoplada no tempo, a operação de um sistema hidrelétrico é um problema acoplado no tempo, isto é, uma decisão operativa hoje afeta o custo operativo futuro.

### 10.2.3. Custo imediato e custo futuro

Como visto na Figura 10.1, o operador de um sistema hidrotérmico deve comparar o benefício imediato do uso da água e o benefício futuro de seu armazenamento. Este problema está ilustrado de maneira mais precisa na Figura 10.2.

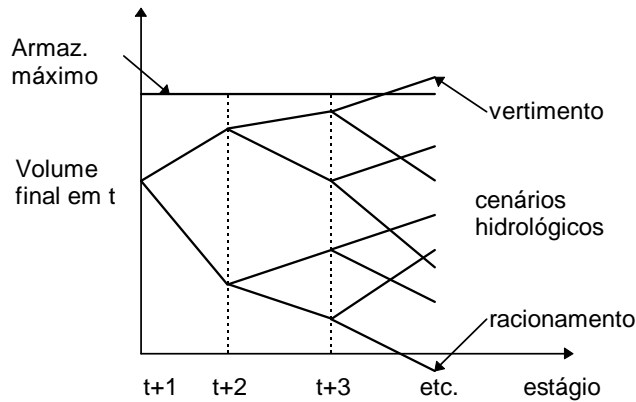


**Figura 10.2 - Custos Imediato e Futuro × Armazenamento**

A *função de custo imediato* - FCI - mede os custos de geração térmica no estágio  $t$ . Observa-se que o custo imediato aumenta à medida que diminui a energia hidrelétrica disponível no estágio, isto é, à medida que aumenta o volume armazenado final.

Por sua vez, a *função de custo futuro* - FCF - está associada ao custo esperado de geração térmica e racionamento do *final* do estágio  $t$  (início de  $t+1$ ) até o final do período de estudo. Esta função diminui à medida que aumenta o volume armazenado final, pois haverá mais energia hidrelétrica disponível no futuro.

Em termos conceituais, a curva de FCF seria calculada através de simulações operativas do sistema para cada nível de armazenamento no final da etapa  $t$ . Como ilustrado na Figura 10.3, as simulações são realizadas de maneira probabilística, isto é, usando um grande número de cenários hidrológicos. Isto é devido à variabilidade das vazões afluentes aos reservatórios, que flutuam a nível sazonal, anual e regional.

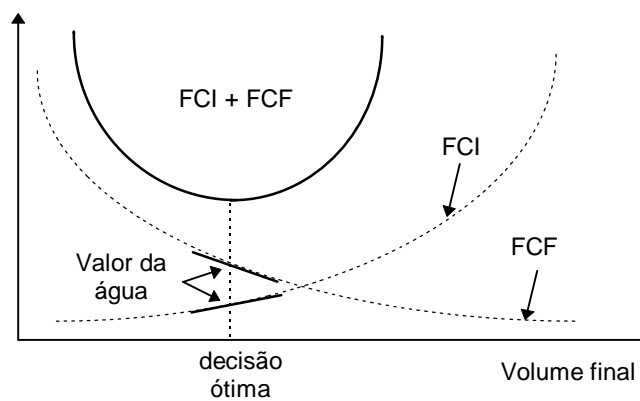


**Figura 10.3 - Cálculo da FCF**

Na prática, as funções de custo futuro são calculadas por um procedimento recursivo - programação dinâmica estocástica - apresentado no Anexo B.

#### 10.2.4. Valor da água

O uso ótimo da água armazenada corresponde ao ponto que minimiza a soma dos custos imediato e futuro. Como é mostrado na Figura 10.4, o ponto de mínimo custo global também corresponde ao ponto onde as derivadas da FCI e da FCF com relação ao armazenamento se igualam em módulo. Estas derivadas são conhecidas como valores da água.



**Figura 10.4 - Uso Ótimo da Água**

Em contraste com o caso térmico, onde as usinas têm um custo operativo direto, as usinas hidrelétricas têm um valor indireto, associado à oportunidade de economizar combustível deslocando uma térmica hoje ou no futuro. O uso ótimo da água é obtido quando se equilibram os valores imediato e futuro da água.

### 10.2.5. Cálculo do preço “spot” num sistema hidrotérmico

Será apresentado agora em mais detalhe como se realiza o despacho econômico e calcula o preço “spot” de um sistema hidrotérmico. Na formulação a seguir, estamos supondo que a função de custo futuro para cada estágio foi calculada previamente através do procedimento de programação dinâmica descrito no Anexo B. O problema de despacho hidrotérmico para o estágio  $t$  é formulado como:

$$z_t = \text{Min } \sum_j c_{(j)} \times g_{t(j)} + \text{FCF}(v_{t+1}) \quad (10.5)$$

sujeito às seguintes restrições operativas:

- balanço hídrico
- limites de armazenamento e turbinamento
- limites na geração térmica
- atendimento à demanda

Cada componente do problema (10.5) será discutido a seguir.

#### 10.2.5.1. Função objetivo

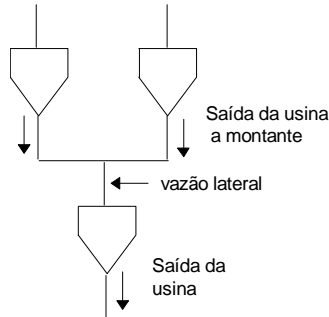
Como discutido anteriormente, o objetivo é minimizar a soma de duas classes de custos:

- *custo operativo imediato* - dado pelos custos térmicos  $\{c_{(j)} \times g_{t(j)}\}$  no estágio  $t$ . O racionamento é representado por uma térmica fictícia de capacidade infinita e custo operativo igual ao custo de interrupção
- *valor esperado do custo operativo futuro* - dado pela função de custo futuro  $\text{FCF}(v_{t+1})$ . Também como discutido anteriormente, esta função depende dos volumes armazenados ao final do estágio, representados pelo vetor  $v_{t+1}$ .



### 10.2.5.2. Balanço hídrico

Como ilustrado na Figura 10.5, a equação de balanço hídrico relaciona o armazenamento e os volumes de entrada e saída do reservatório: o volume final no estágio  $t$  (início do estágio  $t+1$ ) é igual ao volume inicial menos os volumes de saída (turbinamento e vertimento) mais os volumes de entrada (vazões laterais mais os volumes de saída das usinas a montante).



**Figura 10.5 - Balanço hídrico**

Em termos do problema de despacho (10.5), o balanço hídrico é formulado como:

$$v_{t+1(i)} = v_{t(i)} - u_{t(i)} - s_{t(i)} + a_{t(i)} + \sum_{m \in U(i)} [u_{t(m)} + s_{t(m)}] \quad \text{para } i = 1, \dots, I \quad (10.6)$$

onde:

- $i$  indexa as usinas hidrelétricas ( $I$  número de usinas)
- $v_{t(i)}$  armazenamento final da usina  $i$  no estágio  $t$  (variável de decisão)
- $v_{t-1(i)}$  armazenamento inicial da usina  $i$  no estágio  $t$  (valor conhecido)
- $a_{t(i)}$  afluência lateral à usina  $i$  no estágio  $t$  (valor conhecido)
- $u_{t(i)}$  volume turbinado no estágio  $t$  (variável de decisão)
- $s_{t(i)}$  volume vertido no estágio  $t$  (variável de decisão)
- $m \in U(i)$  conjunto de usinas a montante de  $i$

### 10.2.5.3. Limites de armazenamento e turbinamento

$$v_{t(i)} \leq V_{\max(i)} \quad \text{para } i = 1, \dots, I \quad (10.7)$$

$$u_{t(i)} \leq U_{\max(i)} \quad \text{para } i = 1, \dots, I \quad (10.8)$$

onde  $V_{\max(i)}$  e  $U_{\max(i)}$  são respectivamente os limites de armazenamento e turbinamento.

#### 10.2.5.4. Limites na geração térmica

Estes limites são os mesmos do despacho térmico (10.1):

$$g_{t(j)} \leq G_{\max(j)} \quad \text{para } j = 1, \dots, J \quad (10.9)$$

#### 10.2.5.5. Atendimento à demanda

$$\sum_i \rho_{(i)} \times u_{t(i)} + \sum_j c_{(j)} \times g_{t(j)} = d_{(t)} \quad (10.10)$$

onde  $\rho_{(i)}$  é o coeficiente de produção da usina  $i$  (MWh/hm<sup>3</sup>).

#### 10.2.5.6. Cálculo do despacho ótimo e dos preços “spot”

O problema (10.5)-(10.10) é resolvido através de um algoritmo de programação linear (PL). Além da decisão operativa ótima, o esquema PL calcula os multiplicadores simplex, ou preços sombra, associados a cada restrição. Em particular, o preço “spot” horário do sistema é o multiplicador simplex associado à restrição de atendimento à demanda (10.10). Por sua vez, o valor da água é o multiplicador associado à equação de balanço hídrico (10.6).

#### 10.2.6. Exemplo

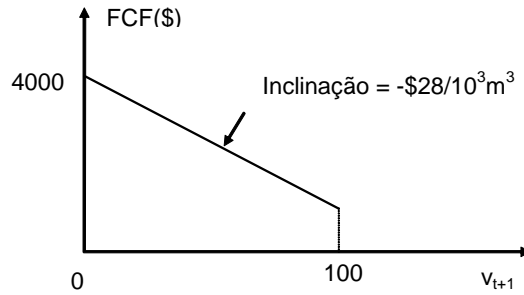
A aplicação dos conceitos acima será ilustrada através de um exemplo com os mesmos geradores térmicos e demandas da Seção 10.1. Além disto, supõe-se que há uma usina hidrelétrica,  $H_1$ . A Tabela 10.4 apresenta as características físicas da usina (capacidade instalada, limite de armazenamento, coeficiente de produção etc.) e os parâmetros específicos do estágio (volume inicial, vazão afluyente).

**Tabela 10.4 - Características da Usina Hidrelétrica<sup>19</sup>**

Nome	Capacidade (MW)	Armazenamento Máximo (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> )	Coeficiente de produção (MWh/10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> )	Turbinamento Máximo (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /h)	Volume Inicial (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> )	Vazão Afluyente (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /h)
$H_1$	15	100	2	15	30	5

<sup>19</sup> Os leitores mais familiarizados com sistemas hidrelétricos poderiam notar que a usina  $H_1$  tem uma grande queda e um reservatório com capacidade de regularização de apenas algumas horas, o que obviamente não é o caso do sistema brasileiro. Desejamos ressaltar que os valores numéricos dos exemplos são puramente ilustrativos, e não correspondem a uma usina real.

A função de custo futuro é representada pela função linear  $FCF(v_{t+1}) = -28v_{t+1} + 4000$ , ilustrada na Figura 10.6.



**Figura 10.6 - Função de custo futuro**

As características das unidades térmicas e das demandas estão nas Tabelas 10.1 e 10.2 apresentadas no exemplo de despacho térmico.

Em contraste com o caso térmico, onde a solução ótima podia ser obtida por inspeção, o despacho hidrotérmico ótimo requer a solução do problema de otimização linear, semelhante ao apresentado na Seção 10.2.5.

Min $\sum_j c_{(j)} \times g_{t(j)} + FCF(v_{t+1})$	Custo Marginal
sujeito a	(10.11)
$v_{t+1} + u_t + s_t = v_t + a_t$	$\pi_{ht}$ (água) (10.11a)
$v_{t+1} \leq V_{\max}$	(10.11b)
$u_t \leq U_{\max}$	(10.11c)
$\sum_j g_{t(j)} + \rho \times u_t = d_{t(1)} + d_{t(2)}$	$\pi_{dt}$ ("spot") (10.11d)

Substituindo os parâmetros do problema (10.11), chega-se à formulação final:

Min $8g_{t(1)} + 12g_{t(2)} + 15g_{t(3)} - 28v_{t+1}(1) + 4000$	Custo Marginal
sujeito a	(10.12)
$v_{t+1} + u_t + s_t = 30 + 5$	$\pi_{ht}$ (10.12a)
$v_{t+1} \leq 100$	(10.12b)
$u_t \leq 15$	(10.12c)
$\sum_j g_{t(j)} + 2 \times u_t = 14 + 6$	$\pi_{dt}$ (10.12d)

**Error! Bookmark not defined.** Para obter o despacho ótimo, é necessário comparar o custo direto das térmicas com o custo das usinas hidrelétricas. Da função de custo futuro, sabemos que esvaziar  $10^3 m^3$  do reservatório penaliza em R\$ 28 a operação futura do sistema. Por outro lado, com este mesmo volume podemos gerar  $\rho \times 1 = 2$  MWh no estágio. Portanto, só vale a pena utilizar a energia hidrelétrica se as alternativas térmicas custarem mais que  $28/2 = \text{R\$ } 14/\text{MWh}$ . Isto significa que a ordem de entrada das unidades neste exemplo é  $(T_1, T_2, H_1, T_3)$ . O despacho ótimo está apresentado na Tabela 10.5:

**Tabela 10.5 - Despacho Ótimo - Sistema Hidrotérmico**

Unidade	Custo (R\$/MWh)	Geração (MWh)
T <sub>1</sub>	8	10
T <sub>2</sub>	12	5
H <sub>1</sub>	14	5
T <sub>3</sub>	15	0

O gerador marginal neste caso é H<sub>1</sub>. Portanto, o preço “spot” do sistema é R\$14/MWh (naturalmente, a solução do problema em casos reais é mais complexa, devido às restrições hídricas e à variação não linear do custo futuro com o armazenamento final).

Observa-se que, ao contrário do caso térmico, onde o preço “spot” sempre corresponde ao da térmica mais cara despachada, em sistemas hidrotérmicos ele também pode corresponder ao custo das unidades hidrelétricas.

## 11. ANEXO B - CÁLCULO DA FUNÇÃO DE CUSTO FUTURO

Como discutido no Anexo A, as decisões operativas de um sistema hidrotérmico se baseiam no equilíbrio entre o custo de oportunidade hoje e seu valor esperado futuro, representado pela FCF. Esta função é calculada através de um procedimento recursivo chamado programação dinâmica estocástica (PDE), apresentado a seguir:

- a) para cada estágio  $t$  (tipicamente um mês ou uma semana) defina um conjunto de estados do sistema, por exemplo, níveis de armazenamento 100%, 90%, etc. até 0%. A Figura 11.1 ilustra a definição dos estados para um reservatório. Supõe-se conhecido o armazenamento inicial do primeiro estágio.

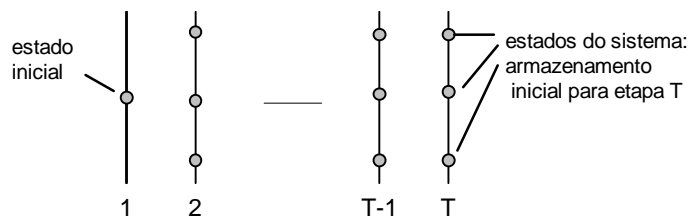


Figura 11.1 - Definição dos Estados do Sistema

- b) iniciar no último estágio,  $T$ , e resolver o problema de despacho de um estágio (ver Figura 11.1) supondo que o armazenamento inicial corresponde ao primeiro nível selecionado no passo (a) - por exemplo, 100%. Dado que se está no último estágio, supõe-se que a FCF é igual a zero. Resolva o problema de despacho para cada um dos  $N$  cenários de vazões para o estágio. O esquema está ilustrado na Figura 11.2.

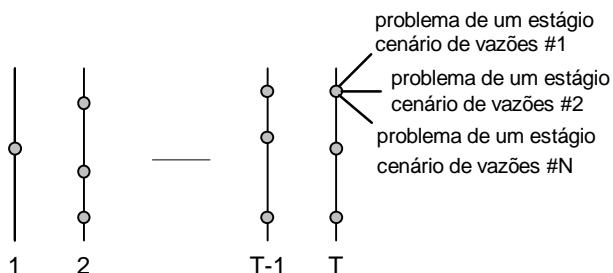
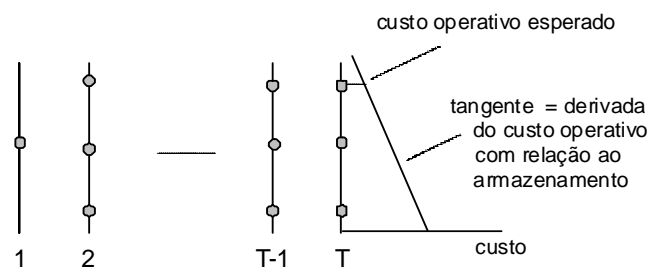


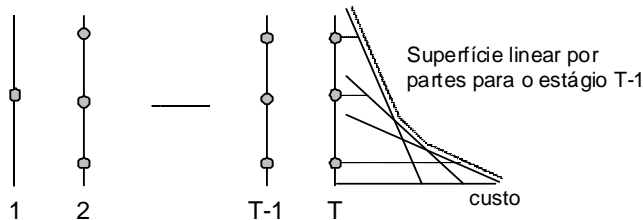
Figura 11.2 - Cálculo da Decisão Ótima por Cenário - Último Estágio

- c) Calcular o valor esperado do custo operativo associado ao nível 100% como a média dos custos dos  $N$  subproblemas de um estágio. Com isto se obtém o primeiro ponto da FCF para o estágio  $T-1$ , i.e.  $\alpha_T(v_T)$ . Observe que a tangente da FCF nesse ponto corresponde ao valor da água esperado (como mencionado Anexo A, o valor da água é obtido do multiplicador simplex da equação de balanço hídrico). A FCF poderia ser aproximada por uma função linear por partes passando pelos custos operativos em cada nível de armazenamento. Entretanto, a utilização das tangentes fornece uma melhor aproximação da FCF. O procedimento está ilustrado na Figura 11.3.



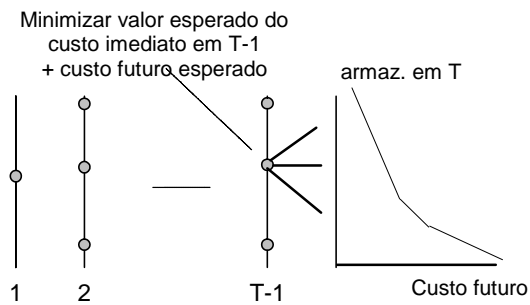
**Figura 11.3 - Cálculo do primeiro segmento da FCF**

- d) Repetir o cálculo do custo operativo e das tangentes da superfície de custo futuro para cada estado de armazenamento no estágio  $T$ . O resultado final é uma superfície linear por partes, que representa a FCF  $\alpha_T(v_T)$  para o estágio  $T-1$ , como mostrado na Figura 11.4.



**Figura 11.4 - FCF Linear por partes para o Estágio T-1**

- e) Repetir o processo para todos os estados de armazenamento selecionados nos estágios  $T-1$ ,  $T-2$  etc. como mostrado na Figura 11.5. Observe que o objetivo agora é minimizar o valor esperado da soma do custo operativo imediato no estágio  $T-1$  mais o custo futuro esperado, dado pela função linear por partes calculada no passo anterior.



**Figura 11.5 - Cálculo do Custo Operativo para o Estágio T-1 e FCF para T-2**

O resultado final do esquema PDE (a)-(e) é um conjunto de FCFs  $\{\alpha_{t+1}(v_{t+1})\}$  para todos os estágios  $t = 1, \dots, T$ . Observe que o cálculo desta função requer a representação da operação conjunta do sistema, com o conhecimento completo dos estados de armazenamento de todas as usinas do sistema. Em outras palavras, o valor da água de uma usina hidrelétrica é uma função não-separável do estado das demais usinas hidrelétricas do sistema.

## **12. ANEXO C - O MECANISMO DE REALOCAÇÃO DE ENERGIA**

O Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) é um arranjo financeiro que objetiva o compartilhamento dos riscos hidrológicos que afetam os geradores quando se busca a melhor utilização dos recursos hidrelétricos do sistema interligado. O MRE funciona por intermédio da correção de eventuais distorções econômicas na remuneração dos geradores hidrelétricos do SIN. O objetivo deste anexo é apresentar uma breve descrição do MRE e da forma como ele opera.

### **12.1. MRE: Motivação**

#### **12.1.1. Riscos hidrológicos de usinas hidrelétricas**

Os contratos bilaterais entre empresas no Setor Elétrico Brasileiro constituem apenas instrumentos financeiros. Isto significa que a produção física das usinas é completamente desvinculada dos contratos firmados por seus proprietários.

No caso de usinas térmicas, os contratos bilaterais permitem gerenciar adequadamente a volatilidade: se o preço “spot” é reduzido, a usina não é despachada e atende seu contrato através da compra de energia no mercado “spot”, evitando assim os custos de produção; se o preço “spot” é elevado, a usina é despachada e atende seu contrato através de geração própria, evitando assim compras onerosas de energia.

No caso de usinas hidrelétricas, entretanto, a contratação não é suficiente para reduzir os riscos a um nível adequado. Devido à predominância da produção hidrelétrica no sistema brasileiro, os preços “spot” são mais elevados em situações de seca, quando as hidrelétricas necessitam comprar energia para cumprir seus contratos.

Como consequência, a hidrelétrica contratada corre riscos em ambos os extremos: se estiver pouco contratada, está exposta a preços baixos no “spot”; e se estiver muito contratada, está exposta ao risco de ser obrigada a comprar energia a preços elevados [20]. Este risco é conhecido como “risco hidrológico”. Em particular, no caso de



acionamento de energia, as hidrelétricas teriam que pagar o equivalente à diferença entre a energia contratada e produzida multiplicada pelo custo de acionamento.

A situação se agrava devido à variabilidade da produção de cada usina individual, uma vez que a energia produzida por cada hidrelétrica em cada período depende do nível de armazenamento dos demais reservatórios e das condições hidrológicas nas diversas bacias do sistema. Como consequência, a produção individual da usina é muito variável em relação ao valor contratado, o que leva a compras e vendas freqüentes das diferenças no “spot” e afeta o fluxo de caixa da mesma, fato que é indesejável para a viabilização de investimentos para construção de hidrelétricas.

### **12.1.2. Eficiência econômica da remuneração “spot”**

A implementação do esquema “spot” em sistemas hidrotérmicos não deveria apresentar dificuldades conceituais: uma vez calculado o despacho ótimo do sistema, no balanço de pagamentos no mercado “spot” cada agente receberia (pagaria) o produto do preço “spot” e sua produção (consumo) de energia. Uma das justificativas básicas para a implantação de um esquema de pagamento “spot” é a eficiência de seus sinais econômicos. Mostra-se em [7] que, sob condições de concorrência perfeita, a expansão descentralizada do sistema, onde os agentes tentam maximizar seu lucro, coincide com a expansão centralizada do sistema, onde um agente central (o planejador) procura encontrar a solução de mínimo custo total.

Entretanto, conforme mostrado em [4][7], o mecanismo de remuneração “spot” só fornece sinais econômicos corretos quando as usinas hidrelétricas estão isoladas ou quando todas as usinas de uma mesma cascata pertencem a uma única empresa. Num caso extremo podemos imaginar um sistema composto de um reservatório “puro”, isto é, sem geração associada, a montante de usinas a fio d’água. Este reservatório é obviamente benéfico para o sistema, pois regula a vazão afluente às usinas e, portanto, aumenta sua capacidade de produção firme de energia. Entretanto, dado que o esquema “spot” remunera somente a energia gerada, o reservatório não seria remunerado, enquanto as usinas a jusante ficariam com toda a renda. Isto indica que nesse caso há uma distorção na alocação dos benefícios econômicos aos agentes.

É importante observar que essa distorção ocorre mesmo se as usinas com reservatório têm capacidade de turbinamento, isto é, estamos discutindo um efeito geral para as usinas em cascata, não um caso particular para reservatórios sem máquina. A compensação pelo serviço de regularização prestado pelos reservatórios numa cascata é essencial para corrigir os sinais econômicos. Conforme discutido em [4][7], esta distorção pode ser corrigida através da criação de um mercado “spot” de água, que tem com relação à compra a venda deste recurso uma função análoga à do mercado “spot” de energia, e permite remunerar estes serviço de maneira a restabelecer a eficiência econômica.

## **12.2. O Mecanismo de Realocação de Energia**

O Mecanismo de Realocação de Energia apresenta uma proposta de solução para os problemas apresentados nos dois tópicos anteriores.

O MRE é um mecanismo de “hedging” compulsório do risco hidrológico das usinas hidrelétricas que compõe o sistema. No contexto do MRE, cada usina hidrelétrica recebe a cada período um crédito de energia (MWh) proporcional à produção hidrelétrica total (soma da produção de todas as usinas hidrelétricas) nesta mesma etapa. O fator de proporção é dado pela razão entre o certificado de energia assegurada da hidrelétrica e a soma dos certificados de todas as usinas participantes do MRE. Este crédito de energia, e não a energia produzida fisicamente pela mesma, é então utilizado para atender o contrato da usina.

Como a produção total de energia hidrelétrica (e, portanto, o crédito de energia) é muito mais constante que a produção individual das usinas hidrelétricas, conclui-se que o MRE é um esquema eficiente de redução da volatilidade e risco hidrológico.

Por outro lado, conforme mostrado em [7], o MRE procura corrigir a distorção econômica da remuneração “spot” das hidrelétricas através de uma representação implícita do mercado “spot” de água. A razão é que este esquema de compensação se baseia na observação de que se todas as usinas numa cascata pertencem ao mesmo agente, a renda “spot” total da cascata (soma dos pagamentos “spot” a todas as usinas da

cascata) está correta. Portanto, pode-se interpretar o MRE como uma empresa fictícia chamada “Mecanismo de Realocação de Energia” cujos “acionistas” são as usinas da cascata. As “ações” da “empresa” MRE são os Certificados de Energia Assegurada (CEA) e tudo funciona como se a “empresa” MRE recebesse o pagamento “spot” total e o distribuisse entre seus acionistas como “lucros”, em proporção às ações que cada um possui, e não à produção individual. Com isto, um reservatório puro, por exemplo, é remunerado com base no seu Certificado de Energia Assegurada e não com base na sua produção individual (que é nula). Portanto, o MRE atinge os dois objetivos a que se propõe.

Finalmente, o valor do CEA de cada usina (i.e. a quantidade de MWs) é determinado pela ANEEL e é revisto a cada 5 anos. Em cada revisão, o CEA não pode ser alterado em além de 5%, para mais ou para menos, e o limite para sua alteração total ao longo de toda a concessão do empreendimento é 10%.

### 12.3. Exemplo de aplicação do MRE

Os conceitos apresentados acima serão ilustrados através de um exemplo com dois geradores térmicos, três hidrelétricas e duas demandas, com as seguintes características:

**Tabela 12.1 - Geradores**

Nome	Capacidade (MW)
H <sub>1</sub>	20
H <sub>2</sub>	50
H <sub>3</sub>	30
T <sub>1</sub>	10
T <sub>2</sub>	20

**Tabela 12.2 - Demandas**

Nome	Carga (MWh)
D <sub>A</sub>	50
D <sub>B</sub>	30

Suponhamos que o despacho ótimo para uma dada etapa (1 hora) é o apresentado a seguir:

**Tabela 12.3 - Despacho Ótimo**

Gerador	Produção (MWh)
H <sub>1</sub>	5
H <sub>2</sub>	40
H <sub>3</sub>	25
T <sub>1</sub>	10
T <sub>2</sub>	0

No balanço de pagamentos no mercado “spot”, os geradores recebem o produto de sua geração física (MWh) pelo preço “spot” (R\$/MWh). Por sua vez, as demandas pagam o produto de seu consumo (MWh) pelo preço “spot”. A Tabela 12.4 apresenta o balanço no mercado “spot” para o caso exemplo, supondo um preço “spot” de R\$ 10/MWh.

**Tabela 12.4 - Balanço no mercado “spot” sem MRE - Geração**

Agente	Geração (MWh)	Remuneração (R\$)
H <sub>1</sub>	5	50
H <sub>2</sub>	40	400
H <sub>3</sub>	25	250
<b>Subtotal H</b>		<b>700</b>
T <sub>1</sub>	10	100
T <sub>2</sub>	0	0
<b>Subtotal T</b>		<b>100</b>
<b>Total geração</b>		<b>800</b>

**Tabela 12.5 - Balanço da Demanda**

Demanda	Consumo (MWh)	Pagamento (R\$)
D <sub>A</sub>	-50	-500
D <sub>B</sub>	-30	-300
<b>Total</b>		<b>-800</b>

Como mencionado anteriormente, cada agente hidrelétrico possui uma quantidade de “cotas” numericamente igual ao seu CEA. A Tabela 12.6 apresenta os CEAs associados a cada usina no exemplo.

**Tabela 12.6 - CEAs e Cotas da “Empresa” MRE**

Agente	CEA (MW)	Cota (p.u.)
H <sub>1</sub>	10	0.2
H <sub>2</sub>	25	0.5
H <sub>3</sub>	15	0.3
<b>Total</b>	<b>50</b>	<b>1.0</b>

Também como mencionado, o procedimento MRE transforma a geração física  $\{H_1, H_2, H_3\}$  de cada usina (MWh) em créditos de geração  $\{E_1, E_2, E_3\}$  (também em MWh). Estes créditos são calculados como o produto da participação da usina na “empresa” (em p.u.) pela geração hidrelétrica total. No exemplo acima, a geração hidrelétrica total (soma das gerações das três usinas hidrelétricas) é 70 MWh. Os créditos são portanto:

**Tabela 12.7 - Créditos de Geração das Hidrelétricas**

Agente Hidrelétrico	Geração física (MWh)	Cota (p.u.)	Crédito de geração (MWh)
1	$H_1 = 5$	0.2	$E_1 = 0.2 \times 70 = 14$
2	$H_2 = 40$	0.5	$E_2 = 0.5 \times 70 = 35$
3	$H_3 = 25$	0.3	$E_3 = 0.3 \times 70 = 21$
<b>Total</b>	<b>70</b>	<b>1.0</b>	<b>70</b>

A única diferença no balanço do mercado “spot” com MRE é que os geradores hidrelétricos recebem o produto de seu crédito de geração (MWh) pelo preço “spot” (R\$/MWh). Todos os demais elementos (remuneração das térmicas, das demandas, total dos geradores etc.) permanecem idênticos. Em outras palavras, o MRE é um ajuste interno ao conjunto de geradores hidrelétricos, e não tem efeito nos demais agentes. A Tabela 12.8 mostra o pagamento efetuado.

**Tabela 12.8 - Balanço no mercado “spot” com MRE - Geradores Hidrelétricos**

Agente	Geração (MWh)	Remuneração (R\$)
$E_1$	14	140
$E_2$	35	350
$E_3$	21	210
<b>Subtotal H</b>	<b>70</b>	<b>700</b>

Finalmente, observa-se que, como o crédito de energia de uma usina é fração da produção total do “sistema MRE”, os créditos podem ser localizados em regiões (sub-mercados) distintas às de origem da usina, uma vez que o “sistema MRE” está localizado em diferentes regiões e bacias. Esta possibilidade não foi considerada no exemplo anterior e o conjunto de regras que a define pode ser encontrado<sup>20</sup> em [21][22].

<sup>20</sup> Um crédito de uma UHE alocado em um sub-mercado diferente daquele em que ela opera, gera uma despesa adicional devida à diferença entre os preços dos sub-mercados em pauta. É claro que teoricamente esta realocação poderia gerar lucro para a UHE afetada se o preço da região onde ela recebeu o crédito fosse maior que a da região de origem, mas o que acontece normalmente é o contrário, pois as regiões de

## 12.4. Relação entre cotas e certificados de energia assegurada

A semelhança entre o esquema de contratos cruzados e o procedimento de MRE é imediata. Entretanto, as “cotas” no MRE são os certificados de energia assegurada, expressos em MW, enquanto as do contrato cruzado são expressas em R\$. Mostra-se a seguir como calcular o equivalente em MW à cota em R\$:

1. Suponha que cada usina  $i$  possui um contrato bilateral cujo montante é  $E_{c_i}$  MW; esta quantidade contratada é tal que o valor esperado das compras da usina no “spot” – quando a geração é inferior ao contrato – é igual ao valor esperado das vendas quando a geração excede o mesmo. Neste caso, pode-se afirmar que a renda da mesma (R\$) é igual à remuneração direta do contrato,  $\pi_c \times E_{c_i} \times [\text{número de horas do período de estudo}]$ .
2. Suponha também que o valor do contrato  $\pi_c$  (R\$/MWh) é igual ao valor esperado do “spot” ao longo do período de estudo. Neste caso, a renda da usina com contrato é sempre igual ao valor esperado da remuneração “spot” original da mesma.

Do exposto acima, conclui-se que  $E_{c_i}$  é o equivalente em MW das cotas dos contratos cruzados. Em outras palavras, é o equivalente em termos de mecanismo de mercado ao certificado de energia assegurada utilizado no MRE.

O MRE pode ser interpretado como um esquema de “hedge” financeiro [22] onde as usinas hidrelétricas fazem contratos cruzados. No esquema financeiro, o valor da “cota” é dado pelo valor esperado da remuneração “spot” de cada usina. Esta cota pode ser “traduzida” em termos de MW como o montante de um contrato bilateral que iguala as compras e vendas (em R\$) da usina contratada no “spot”. Este valor em MW é o equivalente em termos dos mecanismos de mercado ao certificado de energia assegurada.

---

alto preço são aquelas onde se observam piores condições hidrológicas e onde é mais difícil a alocação de créditos.

## 12.5. Vantagens e limitações do MRE

O MRE apresenta vários aspectos atraentes:

1. Desvincula a produção física da usina do seu crédito de geração. Isto permite que o Operador do Sistema despache os recursos hidrelétricos do sistema de maneira ótima global (por exemplo, mantendo um grande reservatório cheio por vários meses, com geração reduzida, para aumentar a segurança futura do sistema) sem afetar o fluxo de caixa do proprietário.
2. O ressarcimento pela geração de cada usina, por ser proporcional à geração hidrelétrica total na cascata, apresenta menor variabilidade que a geração individual da mesma. Em outras palavras, há menor risco desse ressarcimento ser inferior ao contrato, por evitar a compra de energia no “spot”.
3. Os investidores em usinas hidrelétricas na realidade não estão comprando ativos físicos, mas “cotas” de uma “empresa” fictícia. Isto torna possível vender as usinas hidrelétricas como simples “papéis” financeiros, isto é, não é necessário dividir as empresas por bacia, etc. para sua venda.

Uma possível desvantagem do MRE seria o não-incentivo que o proprietário teria para operar e manter em boas condições sua usina. Prevê-se no marco regulatório a aplicação de multas por não manter um nível adequado de disponibilidade dos equipamentos, que seriam inspecionados periodicamente.

Em resumo:

- o MRE é um mecanismo cujos objetivos principais são (i) reduzir o risco hidrológico individual e (ii) restaurar a eficiência econômica dos sinais “spot” do mercado “spot” de energia para usinas em cascata, de maneira análoga à do mercado “spot” de água;

- as “ações” de cada usina hidrelétrica na “empresa MRE” são os certificados de energia assegurada, que portanto, influenciam diretamente a rentabilidade da mesma. Isto ilustra a importância do seu cálculo e de sua adequada alocação entre os agentes evitando transferências incorretas de rendas entre agentes.