

CONTRIBUIÇÕES PARA A DETERMINAÇÃO DE UMA ESTRATÉGIA DE  
EXPANSÃO DA GERAÇÃO DE UM SISTEMA HIDROTÉRMICO

Renata Nogueira Francisco de Carvalho

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO  
LUIZ COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA  
(COPPE) DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE  
DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE  
EM CIÊNCIAS EM ENGENHARIA ELÉTRICA.

Examinada por:

---

Prof<sup>o</sup> Djalma Mosqueira Falcão, Ph.D.

---

Prof<sup>a</sup> Carmen Lucia Tancredo Borges, D.Sc.

---

Dr. Pedro Américo Moretz-Sohn David, D.Sc.

---

Dr. Luiz Augusto Nóbrega Barroso, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL

JULHO DE 2010

Carvalho, Renata Nogueira Francisco de

Contribuições para a Determinação de uma Estratégia de Expansão da Geração de um Sistema Hidrotérmico / Renata Nogueira Francisco de Carvalho. – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2010.

XIV, 102 p.: il.; 29,7 cm.

Orientador: Djalma Mosqueira Falcão

Dissertação (mestrado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de Engenharia Elétrica, 2010.

Referencias Bibliográficas: p. 99-102.

1. Planejamento energético. 2. Expansão hidrotérmica. 3. Benefício econômico. I. Falcão, Djalma Mosqueira. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Engenharia Elétrica. III. Título.

*Ao meu marido, Renato,  
aos meus pais, Tânia e Gustavo, e  
à memória da minha querida avó, Maria da Conceição.*

# Agradecimentos

Ao meu co-orientador Pedro A. Moretz-Sohn David pelas idéias sugeridas, por suas grandes ajuda e paciência, por sua dedicação, por seu interesse, por suas valiosas contribuições para o desenvolvimento deste trabalho, pelas incansáveis e elucidativas conversas e por seu empenho durante a elaboração e para a conclusão deste trabalho.

Ao meu orientador Djalma Mosqueira Falcão por compartilhar comigo um pouco do seu conhecimento e por acreditar na realização deste trabalho.

Ao meu marido, Renato, que sempre esteve ao meu lado me incentivando e oferecendo a sua ajuda incondicional.

Aos meus pais, Tânia e Gustavo, pelo apoio e pela compreensão nos momentos difíceis.

À EPE, que na figura do diretor da Diretoria de Estudos de Energia Elétrica e do superintendente da Superintendência de Geração de Energia, José Carlos de Miranda Farias e Oduvaldo Barroso da Silva, acreditou na realização deste trabalho, além de dispor as ferramentas computacionais utilizadas nas simulações referidas neste documento.

Às colegas Danielle Bueno de Andrade e Ângela Regina Livino de Carvalho por seu incentivo, compreensão, ajuda e por tudo que tem me ensinado durante a elaboração deste trabalho, ao longo dos nossos quase três anos de convívio na EPE.

À colega Thatiana Conceição Justino pela ajuda durante a fase de realização de disciplinas do mestrado.

Aos colegas da SGE/EPE, Fernanda Gabriela B. dos Santos, Thaís Iguchi, Gabriel Malta Castro e Renato Haddad S. Machado que de, alguma maneira, contribuíram para a elaboração deste trabalho, e ao Amaro Pereira pelas valorosas contribuições.

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

## CONTRIBUIÇÕES PARA A DETERMINAÇÃO DE UMA ESTRATÉGIA DE EXPANSÃO DA GERAÇÃO DE UM SISTEMA HIDROTÉRMICO

Renata Nogueira Francisco de Carvalho

Julho/2010

Orientador: Djalma Mosqueira Falcão

Programa: Engenharia Elétrica

O planejamento da expansão do sistema elétrico tem como objetivo indicar os novos projetos de geração e transmissão para garantir o atendimento da demanda de forma segura, com um dado grau de confiabilidade, e de forma econômica, minimizando o custo total de operação e expansão do sistema – soma do valor presente esperado do custo variável da geração termelétrica e de eventuais déficits de energia, com custo fixo dos novos investimentos.

A metodologia atualmente aplicada no planejamento da expansão para determinar a oferta ótima utiliza como critério econômico a igualdade entre o custo marginal de operação (CMO) e o custo marginal de expansão (CME), estimado *ex-ante*, o que pode resultar em uma expansão superestimada ou subestimada em relação ao benefício econômico (redução do custo de operação e déficit) proporcionado pelo investimento. A metodologia atual de planejamento da expansão também é neutra ao risco quanto à avaliação do investimento.

Este trabalho visa propor uma metodologia alternativa de planejamento da expansão da geração que não requeira a pré-definição do CME e introduza técnicas de gerenciamento de risco na avaliação da efetividade de redução do custo de operação pelos investimentos.

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

## HYDROTHERMAL POWER SYSTEM GENERATION EXPANSION STRATEGY CONTRIBUTIONS

Renata Nogueira Francisco de Carvalho

July/2010

Advisor: Djalma Mosqueira Falcão

Department: Electrical Engineering

The purpose of the energy supply capacity expansion plan is to indicate the new power generation and transmission projects that are required to supply the load at minimum total (investment, operation and social opportunity cost of energy deficits) cost.

The methodology that is currently applied to develop the power generation capacity expansion plan uses the known economic criterion of equal long and short run marginal costs as a strategy, using predefined long run power supply marginal cost, what may lead to either over or under expansion, as compared to the its economic benefit (reduction of operation and power deficit cost). The currently applied methodology also is risk neutral regarding the investments.

This work presents an alternative power generation capacity expansion planning strategy methodology that does not require the predefinition of the long run marginal cost value and assesses the operation cost reduction effectiveness of the investments using risk management techniques.

# ÍNDICE

ÍNDICE.....	VIII
LISTA DE FIGURAS.....	XI
<b>1 INTRODUÇÃO .....</b>	<b>1</b>
1.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS .....	1
1.1.1 Custo de Investimento .....	3
1.1.2 Custo de Operação.....	3
1.1.3 Risco de Déficit .....	5
1.2 MOTIVAÇÃO E OBJETIVO DO TRABALHO .....	6
1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO .....	8
<b>2 BRASIL: CARACTERÍSTICAS ELETROENERGÉTICAS .....</b>	<b>10</b>
2.1 A MATRIZ ELETROENERGÉTICA BRASILEIRA.....	10
2.1.1 Recursos Hídricos.....	10
2.1.2 Biomassa.....	11
2.1.3 Energia Eólica.....	13
2.1.4 Fontes Fósseis e Nucleares .....	16
2.2 O SISTEMA ELETROENERGÉTICO BRASILEIRO.....	20
<b>3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA .....</b>	<b>25</b>
3.1 EVOLUÇÃO DA TEORIA ECONÔMICA APLICADA AO PLANEJAMENTO ENERGÉTICO.....	25
3.2 RESTRUTURAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO .....	27
3.3 HISTÓRICO DO PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO .....	29
<b>4 HIERARQUIA DO PLANEJAMENTO ENERGÉTICO.....</b>	<b>33</b>

4.1	PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA CAPACIDADE DE SUPRIMENTO DE ENERGIA .....	33
4.1.1	Objetivo .....	33
4.1.2	Metodologia Vigente no Planejamento de Médio Prazo.....	36
4.1.3	Modelos Computacionais para o Planejamento Energético de Longo Prazo 37	
4.1.4	Considerações Finais .....	40
4.2	PLANEJAMENTO ENERGÉTICO DA OPERAÇÃO.....	40
4.2.1	Objetivo .....	40
4.2.2	Despacho de Sistemas Termelétricos .....	41
4.2.3	Despacho de Sistemas Hidrelétricos ou Hidrotérmicos .....	42
4.2.4	Modelo de Planejamento Energético de Curto Prazo.....	47
4.2.5	Considerações Finais .....	48
<b>5</b>	<b>PROPOSTA DE METODOLOGIA DE PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO</b> <b>50</b>	
5.1	BENEFÍCIO ENERGÉTICO DA EXPANSÃO DA CAPACIDADE DE PRODUÇÃO .....	50
5.1.1	Benefício Energético da Expansão da Capacidade de Produção Hidrelétrica 50	
5.1.2	Benefício Energético da Expansão da Capacidade de Produção Termelétrica Complementar .....	53
5.2	CRITÉRIOS DE EXPANSÃO DA CAPACIDADE DE PRODUÇÃO .....	55
5.2.1	Segurança Energética .....	55
5.2.2	Economicidade .....	56
5.2.3	Comparação entre Alternativas de Expansão .....	63
5.3	AVALIAÇÃO DO BENEFÍCIO ECONÔMICO DA EXPANSÃO .....	65
5.4	PLANEJAMENTO SOB INCERTEZA .....	66



5.5	SISTEMÁTICA DO PLANEJAMENTO.....	69
<b>6</b>	<b>ESTUDO DE CASO.....</b>	<b>74</b>
6.1	INTRODUÇÃO.....	74
6.2	ALTERNATIVAS PARA EXPANSÃO DA CAPACIDADE DE PRODUÇÃO .....	75
6.3	ALOCAÇÃO TEMPORAL DOS PROJETOS DE GERAÇÃO .....	95
6.4	CONSIDERAÇÕES FINAIS .....	96
<b>7</b>	<b>CONCLUSÕES E PROPOSTAS PARA TRABALHOS FUTUROS.....</b>	<b>97</b>
<b>8</b>	<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>99</b>

# LISTA DE FIGURAS

Fig. 1.1 – Projeção da Carga de Energia Elétrica (MW médio) – 2010 a 2019 Fonte: PDE 2019 – EPE, 2010 .....	1
Fig. 1.2 – Custo de Operação x Consumo .....	2
Fig. 1.3 – Redução do Custo Operação pela Expansão da Capacidade.....	2
Fig. 1.4 – Planejamento da Expansão e da Operação.....	3
Fig. 2.1 – Potencial Hidrelétrico Brasileiro Fonte: Andrade & Canellas, 2008.....	11
Fig. 2.2 – Distribuição Geográfica das Usinas de Etanol no Brasil Fonte: PDE 2008-2017 – EPE, 2009 .....	12
Fig. 2.3 – Sazonalidade da Geração a Biomassa no Sudeste Fonte: dados PDE 2019 - EPE, 2010 .....	13
Fig. 2.4 – Evolução da Capacidade Instalada de Geração Eólico Elétrica no Mundo Fonte: World Market Update – Forecast 2009-2013; BTM Consult Aps, 2008.....	14
Fig. 2.5 – Potencial Eólico Brasileiro Fonte: Atlas de Energia Eólica – CEPEL, 2002	15
Fig. 2.6 – Complementaridade da Produção Eólico e Hidrelétrica Fonte: AMARANTE <i>et al.</i> , 2001 .....	16
Fig. 2.7 – Perspectivas do Preço do Petróleo Fonte: Annual Energy Outlook 2009 – EIA-DOE, 2009 .....	18
Fig. 2.8 – Sistema Eletroenergético Brasileiro – 2010 Fonte: PDE 2019 – EPE, 2010.	20
Fig. 2.9 – Sistema Hidrelétrico Brasileiro – 2010 Fonte: ONS, 2010.....	21
Fig. 2.10 – Energia Natural Afluente – Configuração 01/2010 Fonte: PDE 2019 – EPE, 2010 .....	22
Fig. 2.11 – Complementaridade Hidrológica Fonte: dados PDE 2019 – EPE, 2010 .....	23
Fig. 2.12 – Matriz Eletroenergética Brasileira – Potência Instalada – 2010 Fonte: dados PDE 2019 – EPE, 2010 .....	24
Fig. 4.1 – Despacho Termelétrico .....	41
Fig. 4.2 – Despacho Hidrotérmico.....	43

Fig. 4.3 – Custos Imediato e Futuro x Armazenamento.....	45
Fig. 4.4 - Uso Ótimo da Água .....	46
Fig. 5.1 – Energia Firme, Garantida e Secundária.....	51
Fig. 5.2 – Expansão da Produtividade Hidrelétrica.....	52
Fig. 5.3 – Expansão da Capacidade de Regularização da Afluência.....	52
Fig. 5.4 – Complementação Hidrotérmica Ideal.....	54
Fig. 5.5 – Complementação Hidrotérmica .....	55
Fig. 5.6 – Decremento do E{Déficit} pela Expansão da Capacidade Hidrelétrica.....	58
Fig. 5.7 – Viabilidade Econômica da Expansão.....	59
Fig. 5.8 – Otimalidade da Expansão.....	59
Fig. 5.9 – Expansão Ótima de Forma Discreta (em Degraus).....	60
Fig. 5.10 – Expansão Ótima Contínua x Discreta .....	62
Fig. 5.11 – Comparação entre Investimentos: Razão $Y = \Delta C/\Delta E$ .....	64
Fig. 5.12 – Função Utilidade de Aversão ao Risco .....	67
Fig. 5.13 – Opção de Espera.....	67
Fig. 5.14 – Dominância Estocástica .....	69
Fig. 5.15 – Índice Ômega .....	69
Fig. 5.16 – Fluxograma com a Sistemática da Metodologia Proposta – Priorização de Projetos.....	71
Fig. 5.17 – Fluxograma com a Sistemática da Metodologia Proposta – Alocação Temporal.....	72
Fig. 5.18 – Representação Gráfica da Etapa de Alocação Temporal dos Projetos.....	73
Fig. 6.1 – Geração Térmica (MW médio) x Custo de Operação (R\$) .....	77
Fig. 6.2 – Energia Total do Sistema (Energia Garantida + Energia Secundária) – Caso Base .....	80
Fig. 6.3 – Energia Total do Sistema (Energia Garantida + Energia Secundária) – UHE A .....	81

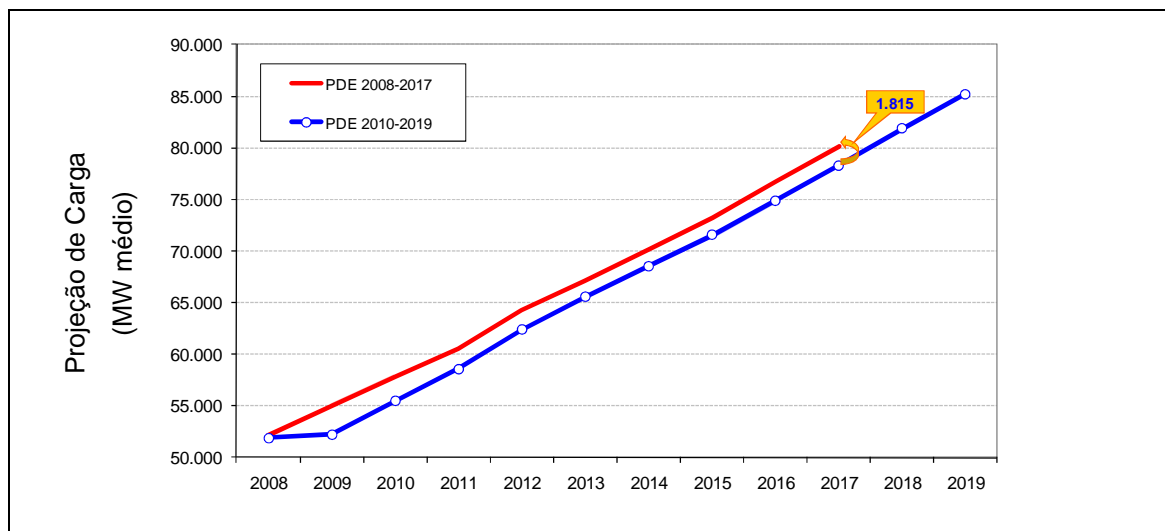
Fig. 6.4 – Energia Total do Sistema (Energia Garantida + Energia Secundária) – UHE C .....	81
Fig. 6.5 – Energia Total do Sistema (Energia Garantida + Energia Secundária) – UHE B .....	82
Fig. 6.6 – Energia Total do Sistema (Energia Garantida + Energia Secundária) – UTE	83
Fig. 6.7 – Curva $\Delta CV$ (Milhões de R\$) x E (MW médio) – Expansão da UHE B .....	84
Fig. 6.8 – Estimativa de $E^*$ – Expansão da UHE B .....	85
Fig. 6.9 – Estimativa de $E^*$ – Expansão da UHE A .....	85
Fig. 6.10 – Estimativa de $E^*$ – Expansão da UHE C .....	86
Fig. 6.11 – Estimativa de $E^*$ – Expansão da UTE .....	86
Fig. 6.12 – Comparação entre as Alternativas de Expansão .....	87
Fig. 6.13 – Priorização de Investimento – Relação Custo-Benefício (Razão Y) .....	87
Fig. 6.14 – Distribuição de Probabilidade Acumulada ( $VPL=\Delta CV-I$ ) – Índice $\hat{\Omega}$	89
Fig. 6.15 – Distribuição de Probabilidade Acumulada ( $VPL=\Delta CV-I$ ) dado o Atendimento à Carga Ótima $E^*$ pela UHE A – Índice $\hat{\Omega}$ .....	90
Fig. 6.16 – Distribuição de Probabilidade Acumulada ( $VPL=\Delta CV-I$ ) dado o Atendimento à Carga Ótima $E^*$ pela UHE B – Índice $\hat{\Omega}$ .....	91
Fig. 6.17 – Distribuição de Probabilidade Acumulada ( $VPL=\Delta CV-I$ ) dado o Atendimento à Carga Ótima $E^*$ pela UHE C – Índice $\hat{\Omega}$ .....	91
Fig. 6.18 – Distribuição de Probabilidade Acumulada ( $VPL=\Delta CV-I$ ) dado o Atendimento à Carga Ótima $E^*$ pela UTE – Índice $\hat{\Omega}$ .....	92
Fig. 6.19 – Distribuição de Probabilidade Acumulada Antes - $CO_0(E_0^*)$ e Após - $CO(E^*)$ a Adição da UHE A.....	92
Fig. 6.20 – Distribuição de Probabilidade Acumulada Antes - $CO_0(E_0^*)$ e Após - $CO(E^*)$ a Adição da UHE B .....	93
Fig. 6.21 – Distribuição de Probabilidade Acumulada Antes - $CO_0(E_0^*)$ e Após - $CO(E^*)$ a Adição da UHE C .....	93

Fig. 6.22 – Distribuição de Probabilidade Acumulada Antes -  $CO_0(E_0^*)$  e Após -  $CO(E^*)$   
a Adição da UTE ..... 93

# 1 INTRODUÇÃO

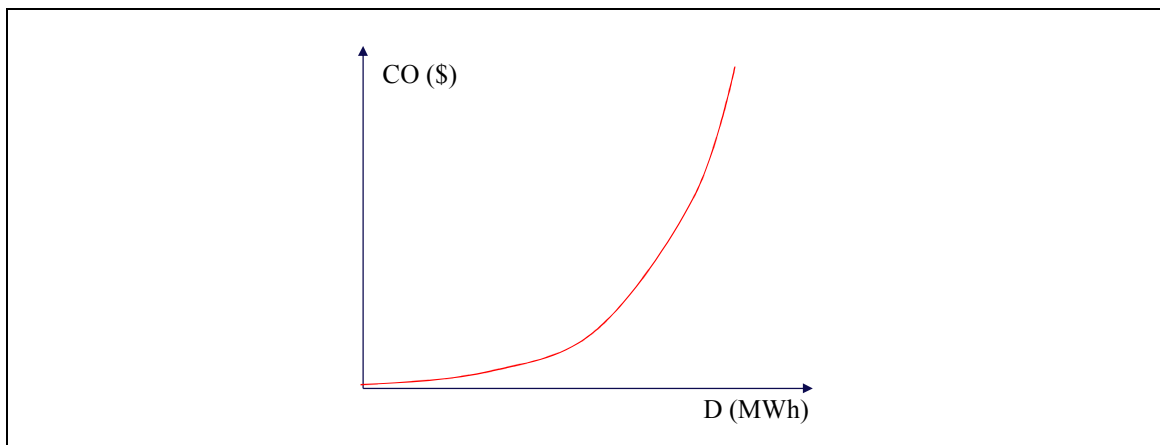
## 1.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

O mercado brasileiro de energia elétrica cresce rapidamente – projeção de 5,0% a.a. de 2010 a 2019 (PDE 2019 – EPE, 2010), conforme projeção apresentada na Fig. 1.1, em decorrência do crescimento econômico e da distribuição da renda, acompanhando as variações sobre a projeção do crescimento da renda.



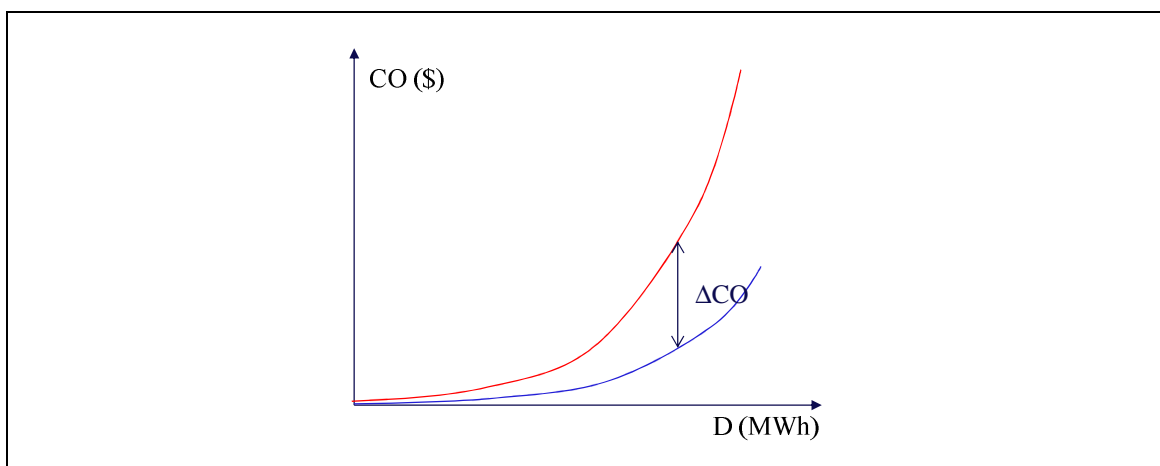
**Fig. 1.1 – Projeção da Carga de Energia Elétrica (MW médio) – 2010 a 2019**  
Fonte: PDE 2019 – EPE, 2010

O crescimento do consumo de energia elétrica implica no aumento do custo de produção (custo de operação do sistema) e do risco de déficit de energia, cuja relação é representada graficamente na Fig. 1.2.



**Fig. 1.2 – Custo de Operação x Consumo**

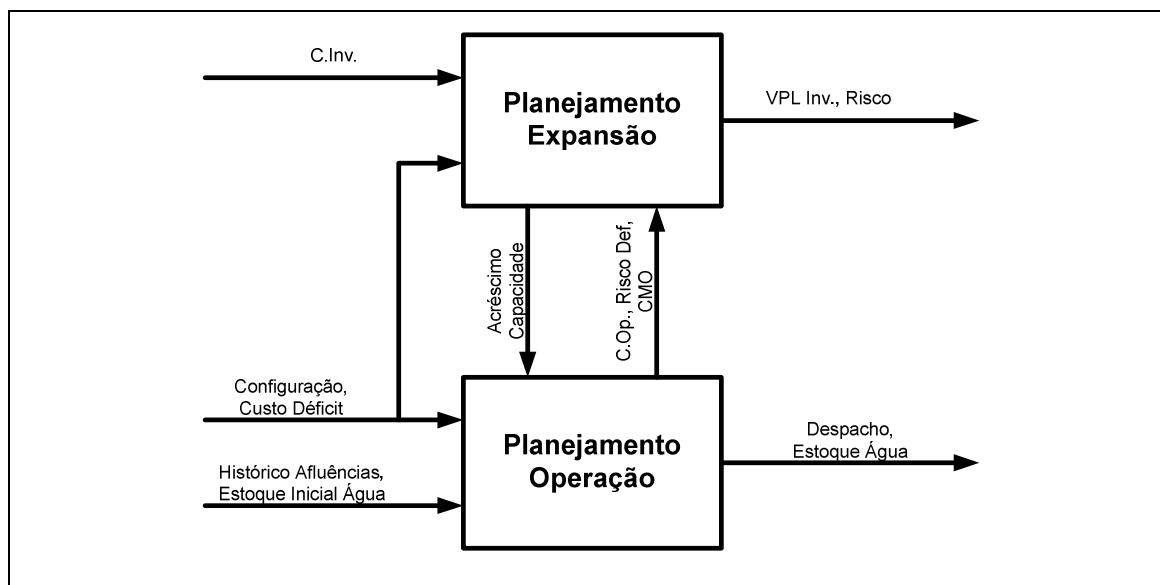
A expansão da capacidade de geração e transmissão do sistema reequilibra a oferta com a demanda, reduzindo o custo de operação e o risco de déficit, em relação à situação em que a demanda aumentada seria atendida com o sistema na configuração original (antes da expansão). A Fig. 1.3 ilustra este comportamento do custo de operação dado um aumento da capacidade do sistema para um mesmo consumo de energia elétrica.



**Fig. 1.3 – Redução do Custo Operação pela Expansão da Capacidade**

O objetivo "tradicional" do planejamento da expansão é minimizar o custo total (investimento e operação) de atendimento do mercado, a certo nível de confiabilidade (risco de déficit de energia).

O problema do planejamento da expansão da capacidade do sistema pode ser modelado em dois níveis acoplados: (1) nível de decisão da capacidade e (2) nível de decisão da operação. O nível de decisão da capacidade determina a configuração do sistema que deve ser considerada no nível de decisão da operação, que simula a operação do sistema e retorna para o nível de decisão da capacidade o custo de operação e o risco de déficit, conforme apresentado no diagrama esquemático na Fig. 1.4 .



**Fig. 1.4 – Planejamento da Expansão e da Operação**

Portanto, as variáveis básicas do planejamento da expansão são: o custo de investimento, o custo de operação e o risco de déficit, brevemente discutidos a seguir.

### 1.1.1 CUSTO DE INVESTIMENTO

O custo dos investimentos em geração e transmissão varia enormemente, mesmo em termos unitários (\$/kW), em função da tecnologia, porte (economias de escala), custo do financiamento, vida útil e externalidades (custos fixos de uso do sistema de transmissão, custos fixos de operação e manutenção, impostos, custos ambientais, etc.). O custo de investimento é considerado como conhecido, embora haja alguma incerteza, sobretudo com relação aos custos ambientais.

### 1.1.2 CUSTO DE OPERAÇÃO

O custo de operação de um sistema hidrotérmico com reservatórios, como o brasileiro, é composto pelo custo da produção hidrelétrica, da produção termelétrica e pelo custo dos eventuais déficits de energia.

O custo da produção hidrelétrica é a soma do custo de oportunidade de uso do estoque de água, e do custo variável de operação e manutenção da geração hidrelétrica ( $CV_{O\&M}$ ), que inclui o custo do pagamento pelo uso de bem público (*royalties*). O custo de oportunidade de uso do estoque de água é o valor presente esperado do custo futuro da



operação em função do estoque restante de água e da afluência futura, que é incerta. Assim, o custo da produção hidrelétrica é estocástico.

O custo da geração termelétrica complementar é determinado pela soma do custo direto da produção termelétrica e do  $CV_{O\&M}$ . O custo direto da produção termelétrica é determinado pelo preço do combustível ( $\$/Q$ ), pelo seu conteúdo energético ( $\text{kJ}/Q$ ), e pelo consumo específico (*heat rate* –  $\text{MWh}/\text{kJ}$ ) do gerador, que já considera a eficiência termodinâmica e elétrica. O preço dos combustíveis é considerado como conhecido, embora seja, de fato, incerto, sobretudo para os combustíveis fósseis. Esta simplificação decorre da dificuldade em considerar, simultaneamente, incertezas na função objetivo (custo da geração termelétrica) e nas restrições (afluência) no problema de planejamento da operação e, é tida como aceitável, pelo menos enquanto a produção termelétrica não for mais significativa no atendimento ao mercado. A eficiência termodinâmica é função da potência despachada, mas esta variação não é considerada, pois as térmicas, exceto a marginal (a de maior custo de operação) são despachadas na potência nominal. Outro custo negligenciado é o de partida e parada do gerador (*unit commitment*), pois o planejamento é feito em etapas mensais durante as quais o despacho é suposto constante, ou seja, haveria, no máximo, uma partida e uma parada do gerador por mês.

O custo do déficit energético é o custo da perda de renda nacional (PIB) em função da escassez da energia elétrica, ou seja, da profundidade do déficit. No entanto, no planejamento da expansão, o custo de déficit é considerado constante, entendendo que a variação do custo de déficit com a sua profundidade implica na possibilidade de racionamento seletivo, que não seria exequível.

O valor unitário ( $\$/\text{MWh}$ ) do custo de déficit energético, definido exogenamente, como um parâmetro macroeconômico, que é o básico para o planejamento da expansão, pois ele é que valora a adição de capacidade para garantir a confiabilidade do suprimento (limitação do risco de déficit).

O custo de déficit é o parâmetro que coordena o atendimento simultâneo aos dois objetivos do planejamento da expansão (economicidade e segurança): um custo maior de déficit implica em um aumento do custo de operação, induzindo (viabilizando) a expansão da oferta e, conseqüentemente, reduzindo o risco de déficit; enquanto que um custo menor de déficit causa o efeito oposto.

O custo de déficit também controla a aversão ao risco de déficit no planejamento da operação (configuração predefinida): um custo maior de déficit eleva o custo marginal de operação, provocando um despacho maior da geração termelétrica e, conseqüente, redução da geração hidrelétrica (poupando o estoque de água), enquanto que um custo menor de déficit tem o efeito contrário.

### 1.1.3 RISCO DE DÉFICIT

Neste trabalho, o risco de déficit é definido como sendo o percentual dos cenários hidrológicos<sup>1</sup> simulados em que ocorre déficit de qualquer profundidade em algum mês, dentro do período observado, isto é, o risco de déficit ( $p_{def}$ ) é calculado como:  $p_{def} = N_{def} / N_{cen} / N_{meses}$ , onde “ $N_{def}$ ” é o número de déficits observados, “ $N_{cen}$ ” é o número de cenários simulados e “ $N_{meses}$ ” é o número de meses do período de observação, ou seja, nesta metodologia, o risco de déficit indica a proporção de déficits observados em relação ao número observações.

Vale observar que a atual metodologia do planejamento da operação e da expansão computa o risco de déficit de forma anual e não mensal – como está sendo feito neste trabalho. Isto é, o risco de déficit é calculado como:  $p_{def} = N_{def} / N_{cen} / N_{anos}$ , onde “ $N_{def}$ ” é o número de cenários em que ocorre déficit em algum mês de cada ano, “ $N_{cen}$ ” é o número de cenários simulados e “ $N_{anos}$ ” é o número de anos simulados, ou seja, nesta metodologia, o risco de déficit indica a proporção de cenários em que ocorre déficit em algum mês de cada ano em relação ao número de cenários simulados.

Na metodologia atual a avaliação do risco de déficit depende da forma como eles são distribuídos entre os cenários ao longo dos meses de cada ano, isto é, os déficits que ocorrem em diversos meses no mesmo ano são computados apenas uma vez, enquanto que se eles ocorrerem em diversos cenários, mesmo que em apenas um mês, eles são computados como se tivessem ocorrido em todos os meses. Assim o risco de déficit é o mesmo em ambas as situações exemplificadas.

---

<sup>1</sup> Cenários hidrológicos são possíveis realizações do processo estocástico de afluências; ao longo de todo horizonte de planejamento. O conjunto (árvore) de cenários representa todo o universo probabilístico sobre o qual é efetuado o processo de otimização da operação energética.

O risco de déficit, neste trabalho, é determinado/definido para uma dada configuração (fixa) do sistema e um determinado mercado (constante) e com o sistema operando em “regime estático”, isto é, quando a distribuição da média anual do estoque de água, ou da energia despachada, ou do custo de operação é estacionária.

## 1.2 MOTIVAÇÃO E OBJETIVO DO TRABALHO

O planejamento da expansão da capacidade busca minimizar o custo total (investimento e operação) de atendimento do mercado a certo nível de confiabilidade (risco de déficit de energia).

O planejamento da operação e da expansão de um sistema hidrotérmico, como o brasileiro, com subsistemas interligados, usinas em cascata, afluência estocástica parcialmente regularizada, é um problema de grande porte, complexo pela quantidade de variáveis de decisão e de restrições operativas, estocástico pela incerteza da afluência e multiperíodo (acoplamento temporal devido ao estoque de água), cuja solução requer simplificações e técnicas de decomposição.

O nível de simplificação (modelagem) do sistema é função da profundidade do horizonte (curto e longo prazo) do planejamento, que por sua vez é função da abrangência (operação do sistema elétrico e expansão da oferta energética integrada e do sistema elétrico) do problema.

O planejamento da operação, de curto prazo, visa determinar o despacho ótimo (mínimo custo de operação) da geração do mês corrente. O sistema é modelado em subsistemas, considerando a incerteza da afluência e as condições energéticas (capacidade em operação, custos) conjunturais. Este problema é resolvido através de um algoritmo de “programação linear dinâmica dual estocástica” (PDDE), implantado no modelo computacional NEWAVE<sup>2</sup> (MACEIRA *et al.*, 1993).

Nos estudos de curto prazo a configuração do sistema é fixa, ou seja, a expansão da capacidade de geração não é uma variável de decisão no curto prazo. Estas decisões são

---

<sup>2</sup> Software proprietário do CEPEL – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, da ELETROBRÁS – [www.cepel.br](http://www.cepel.br)

tomadas no planejamento longo prazo, onde se visa determinar a expansão da capacidade de geração e transmissão de energia.

O planejamento da expansão (longo prazo) é um problema de programação inteira mista, em que se deve determinar um cronograma de investimentos para o horizonte de tempo considerado no estudo, dada uma demanda de energia projetada exogenamente e um conjunto de projetos candidatos de geração e de transmissão.

A metodologia atualmente empregada no planejamento da expansão para determinar a oferta ótima utiliza o conhecido critério econômico de igualar o custo marginal de expansão (CME) – longo prazo ao custo marginal de operação (CMO) – curto prazo, o que (i) supõe um crescimento contínuo da capacidade de produção segundo a teoria econômica, fato que não é verificado no mercado de energia elétrica, dada a indivisibilidade de projetos de expansão de oferta; e (ii) requer a pré-definição do CME, o que pode enviesar a expansão, pois um CME baixo leva a uma expansão agressiva com a antecipação de projetos de geração, enquanto que um CME alto leva a uma expansão comedida, onde o acréscimo de carga é atendido predominantemente pelo sistema existente.

Além disto, a metodologia atual é “neutra ao risco” ao considerar o “valor esperado” do custo de operação como representativo da distribuição desta variável, porém a análise de investimentos deve sempre considerar o risco de resultados não desejados.

Busca-se então neste trabalho propor uma metodologia alternativa para a tomada de decisões da expansão da capacidade de geração do sistema elétrico brasileiro, considerando a incerteza da oferta de energia hidrelétrica, e de forma a minimizar o custo total de investimento e operação, sem requerer a pré-definição do “custo marginal de expansão” (CME) e considerando critérios de risco na avaliação dos investimentos. Para tanto, avalia-se o despacho ótimo resultante da simulação do sistema de energia elétrica em um modelo de operação – neste trabalho, o NEWAVE – juntamente com o custo de investimento, considerando-o externamente ao modelo, assim como as métricas de risco e os critérios de decisão de investimento sob incerteza.

A alternativa proposta, portanto, apresenta uma estrutura organizada para a solução do problema de planejamento da expansão onde se procura tratar a questão da dependência intertemporal entre os projetos de geração. Esta dependência está diretamente

relacionada à indivisibilidade dos projetos, constituindo uma restrição para a obtenção da equivalência entre o CMO e CME.

A metodologia proposta explora a análise da distribuição de probabilidades da oferta de energia, indicando como ela se transforma em decorrência da adição de projetos hidrelétricos a fio d'água, hidrelétricos controláveis, termelétricos e da capacidade de intercâmbio entre subsistemas com complementaridade hidrológica. São apresentados critérios economicamente consistentes de avaliação do benefício econômico (redução do custo de operação) e energético de cada investimento e de comparação entre alternativas de investimento. Também é apresentada a sistemática do processo de planejamento da expansão. O trabalho contém um estudo de caso sobre um sistema hidrotérmico, que demonstra a aplicação de uma primeira etapa da metodologia e comprova os critérios propostos.

### **1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO**

O trabalho está dividido em 6 capítulos que são sucintamente descritos a seguir.

No presente capítulo é feita uma descrição do objetivo do trabalho e, ainda, uma apresentação dos principais conceitos utilizados ao longo deste.

O capítulo 2 apresenta as principais características da matriz e do sistema eletroenergético brasileiro, ressaltando sua riqueza e complexidade.

No capítulo 3 é apresentada uma revisão bibliográfica, onde é feito um levantamento histórico da atividade de planejamento da expansão no setor elétrico brasileiro e da teoria econômica que o embasou.

A hierarquia do planejamento energético é apresentada no capítulo 4, indicando os objetivos de cada nível (etapa) do planejamento.

No capítulo 5 é apresentada a proposta deste trabalho com o desenvolvimento de uma metodologia alternativa para a expansão ótima da geração de um sistema hidrotérmico.

Para a melhor compreensão do problema, o capítulo 6 apresenta um estudo de caso com alguns resultados obtidos, buscando consolidar uma primeira etapa da metodologia proposta.

O capítulo 7 traz as conclusões e sugestões para futuros aperfeiçoamentos ao que foi proposto.

## **2 BRASIL: CARACTERÍSTICAS ELETROENERGÉTICAS**

### **2.1 A MATRIZ ELETROENERGÉTICA BRASILEIRA**

O Brasil possui grande diversidade de recursos energéticos, com destaque para as fontes renováveis (hídrico, biomassa e eólico)<sup>3</sup> que representam mais de 80% da matriz eletroenergética, de acordo com o Balanço Energético Nacional (BEN – EPE, 2010). Confirmando-se as expectativas de crescimento da demanda de energia elétrica, esta característica pode mudar bastante, pois o país terá que lançar mão de todas as fontes disponíveis.

A seguir será apresentada brevemente a situação atual da disponibilidade destes recursos energéticos para a geração de energia elétrica.

#### **2.1.1 RECURSOS HÍDRICOS**

Estima-se que o potencial hidrelétrico brasileiro seja da ordem de 260.000 MW (SIPOT – Eletrobrás, atualizado até julho de 2005), dos quais cerca de 80.000 MW (PDE 2019 – EPE, 2010) já foram instalados ou estão em construção ou já tiveram a concessão outorgada. Mesmo supondo que somente 70% do potencial estimado sejam exploráveis, do ponto de vista econômico e do ambiental, ainda haveria cerca de 180.000 MW exploráveis (PNE 2030 – EPE, 2006). Supondo um fator de capacidade médio de 60%, o potencial explorável seria de cerca de 108.000 MW médios, que é cerca de 230% da produção média hidrelétrica atual, que é de aproximadamente 47.000 MW médios (PDE 2019 – EPE, 2010), ou seja, ainda há recursos hídricos exploráveis para geração de

---

<sup>3</sup> O Brasil também conta com um nível de insolação bastante alto, mas esta energia solar não foi considerada, pois o custo de geração (investimento e operação) ainda é bastante superior ao das demais fontes.

energia elétrica em quantidade expressiva. A Fig. 2.1 ilustra a distribuição do potencial explorável entre as regiões geográficas.

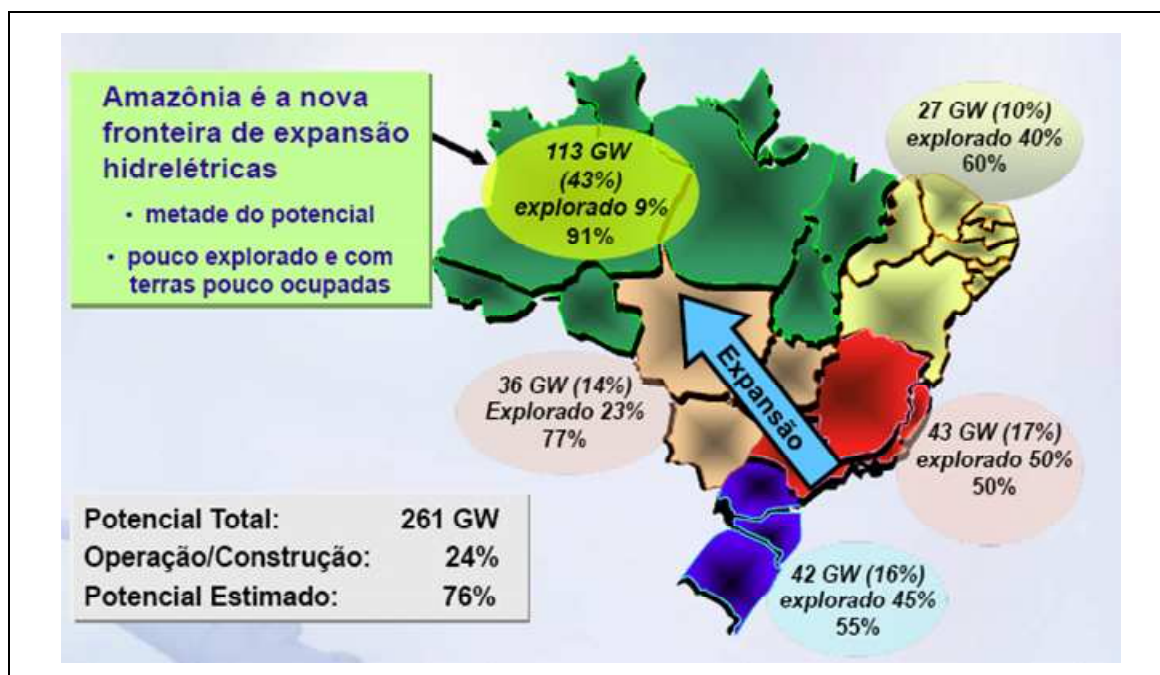


Fig. 2.1 – Potencial Hidrelétrico Brasileiro  
Fonte: Andrade & Canellas, 2008

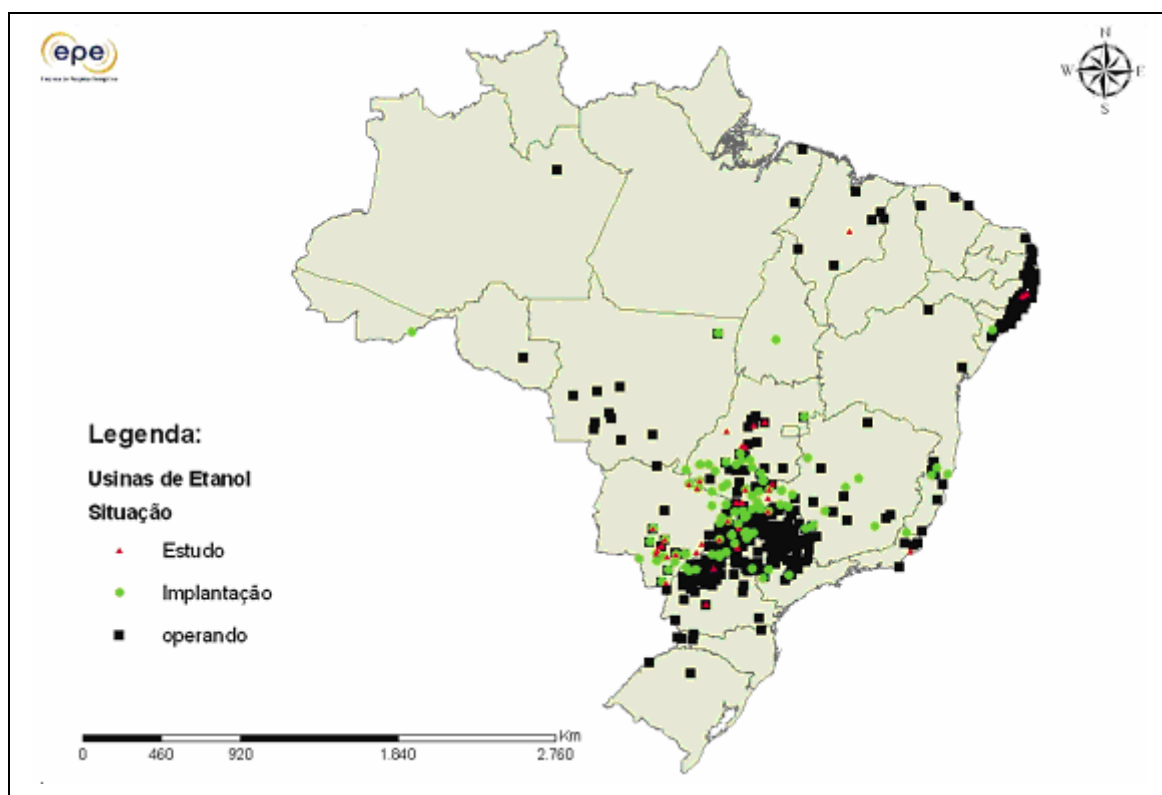
No entanto, a maior parte do potencial hídrico inexplorado está na região Amazônica, em áreas praticamente sem relevo geográfico e com muitas restrições socioambientais, implicando em inviabilidade ou grande dificuldade para licenciamento ambiental de usinas com reservatórios de acumulação, cuja capacidade de regularização é significativa. Assim, a maior parte, senão a totalidade deste potencial será explorada através de usinas a fio d'água inseridas em cascatas sem reservatórios de regularização, sujeitas, portanto, a um baixo fator de capacidade e, conseqüentemente, viabilidade econômica reduzida.

## 2.1.2 BIOMASSA

A vocação agrícola brasileira proporciona um grande potencial de aproveitamento para geração de energia elétrica tanto em regime de cogeração, utilizando principalmente bagaço de cana, como também geração pura, utilizando principalmente capim-elefante e cavaco de madeira.



A produção de cana é maior na região Sudeste, mais concentrada em São Paulo, mas há também uma capacidade de produção importante na região Nordeste, conforme ilustrado na Fig. 2.2.



**Fig. 2.2 – Distribuição Geográfica das Usinas de Etanol no Brasil**  
**Fonte: PDE 2008-2017 – EPE, 2009**

A safra de cana de açúcar da região Sudeste vai de maio a novembro, coincidindo com o período hídrico seco desta região, representada na Fig. 2.3 pela geração média mensal a biomassa (predominantemente bagaço de cana) no horizonte 2010 a 2019. Consequentemente, a produção de energia elétrica a bagaço de cana contribui para a regularização do suprimento de energia para o sistema.

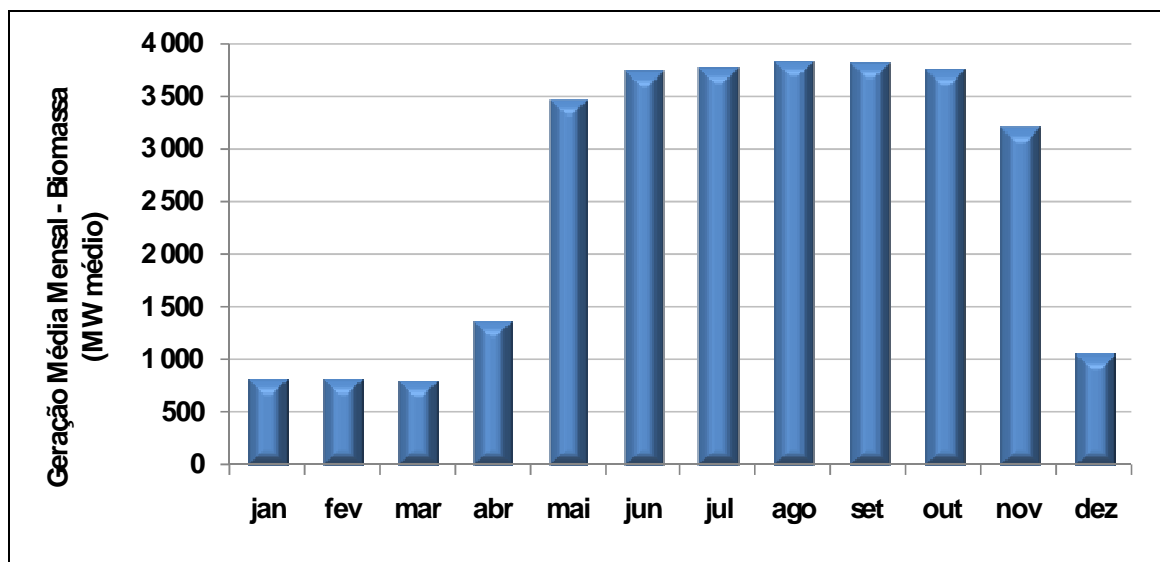
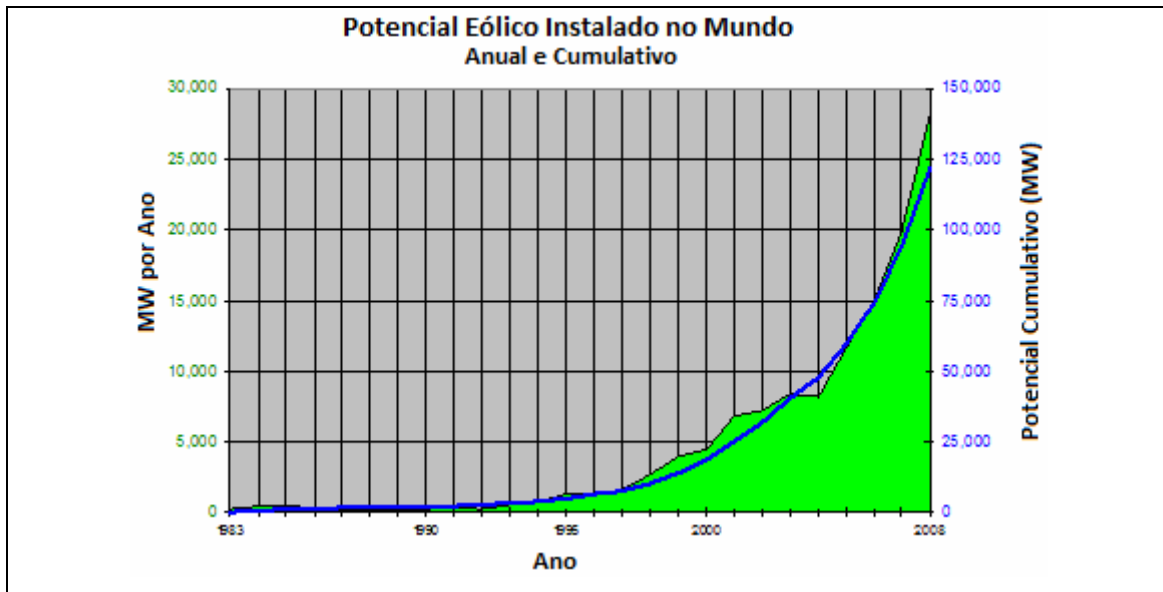


Fig. 2.3 – Sazonalidade da Geração a Biomassa no Sudeste  
 Fonte: dados PDE 2019 - EPE, 2010

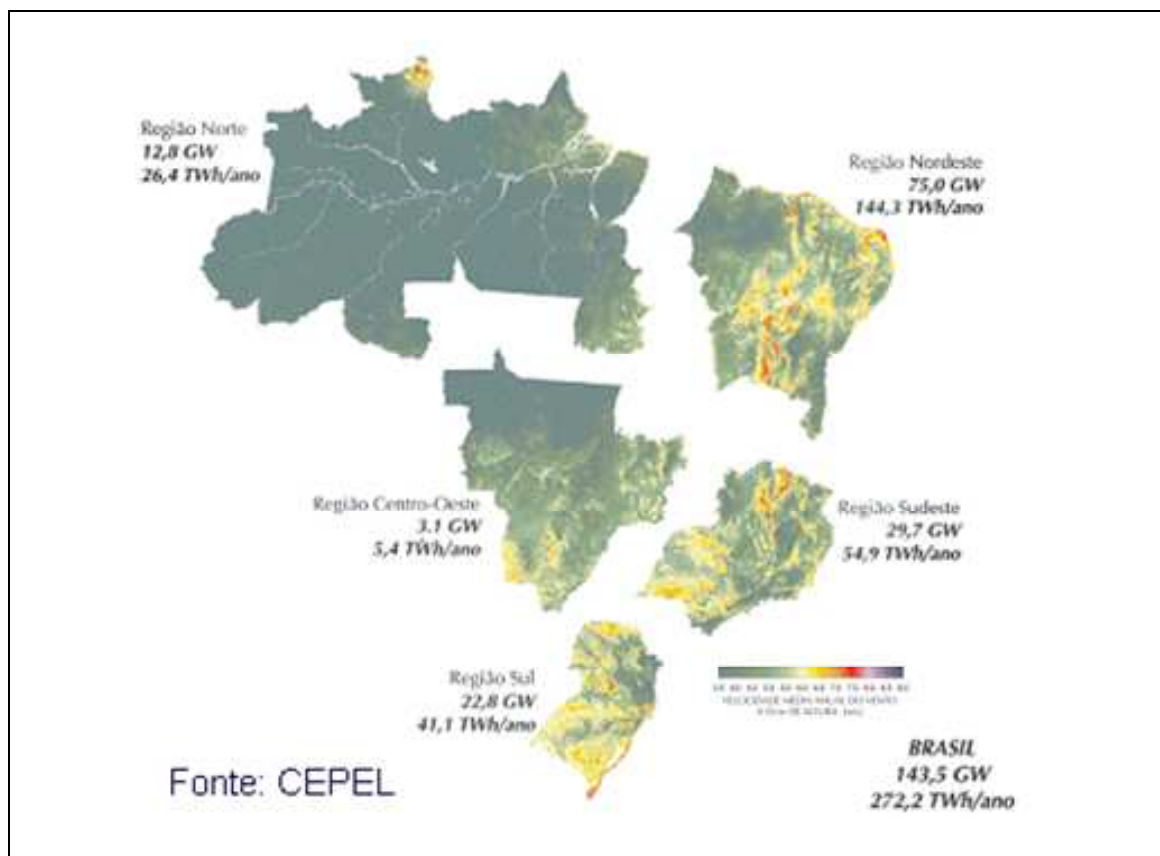
### 2.1.3 ENERGIA EÓLICA

Até o início da década 2001-2010, a geração de energia eólica para a produção de energia elétrica era insignificante. Contudo, as preocupações ambientais, sobretudo com relação à emissão de gases de efeito estufa, a escassez de recursos energéticos em países já desenvolvidos, a necessidade de redução da dependência de combustíveis fósseis e a disponibilidade global de energia eólica, impulsionaram o desenvolvimento desta tecnologia, cuja aplicação tem crescido de forma vigorosa, diluindo os custos de desenvolvimento da tecnologia e tornando-a mais competitiva, realimentando positivamente um ciclo econômico tecnológico virtuoso. A Fig. 2.4 apresenta a evolução da capacidade instalada de geração eólio-elétrica no mundo, que atinge cerca de 125.000 GW em 2008.



**Fig. 2.4 – Evolução da Capacidade Instalada de Geração Eólico Elétrica no Mundo**  
**Fonte: World Market Update – Forecast 2009-2013; BTM Consult Aps, 2008**

O potencial eólico-elétrico brasileiro supera 31 GW médios segundo Atlas de Energia Eólica (CEPEL, 2002), cujo mapa é apresentado na Fig. 2.5. No entanto, esta estimativa foi feita considerando o aproveitamento a apenas 60 metros da altitude. Considerando que a velocidade do vento cresce com a altura das torres e que a potência é proporcional ao cubo da velocidade do vento, estima-se que o potencial real seja mais do que duas vezes o estimado naquele levantamento.



**Fig. 2.5 – Potencial Eólico Brasileiro**  
**Fonte: Atlas de Energia Eólica – CEPEL, 2002**

A incerteza e sazonalidade da energia eólica impedem a sua utilização de forma independente, e ela deve ser explorada complementarmente a outras fontes. Neste ponto, o Brasil parece ter também a vantagem da complementaridade entre a produção eólica do Nordeste que parece ser complementar à energia natural afluyente das regiões Nordeste e Sudeste e, portanto, espera-se que a energia eólica, tal como a da biomassa de bagaço de cana, contribua para a regularização do suprimento de energia. Neste sentido, é mostrada na Fig. 2.6 a relação entre o regime hidrológico da usina de Sobradinho, no Nordeste, e o potencial de geração eólica.

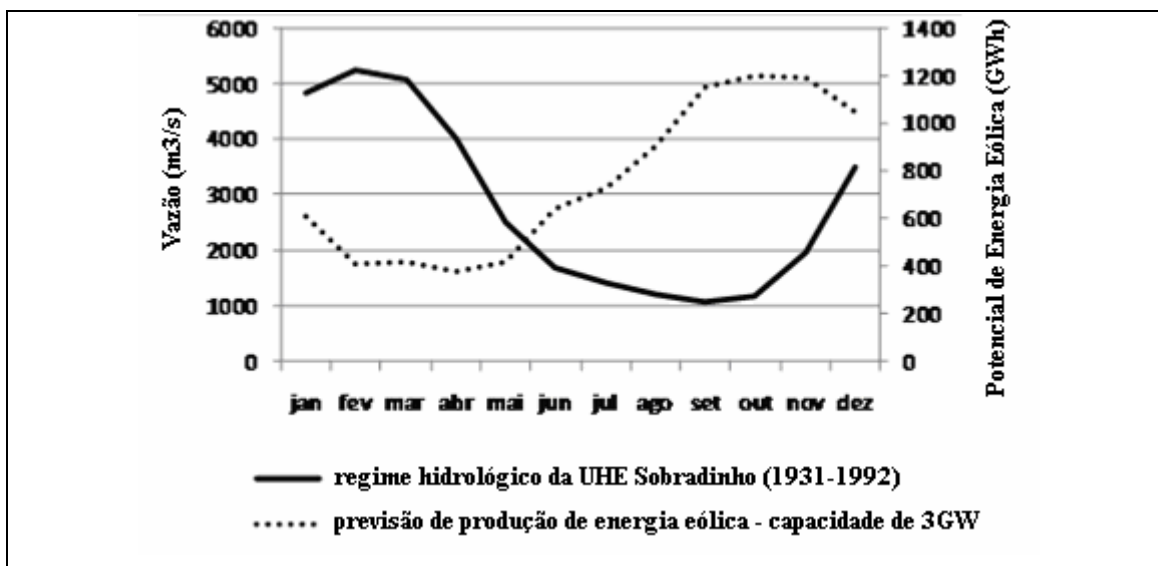


Fig. 2.6 – Complementaridade da Produção Eólio e Hidrelétrica  
 Fonte: AMARANTE *et al.*, 2001

A participação da energia eólica no Brasil na matriz eletro energética brasileira iniciou em 2001/2002 com o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas – PROINFA<sup>4</sup>, que visou desenvolver a tecnologia nacional de geração de energia elétrica por fontes “alternativas” (pequenas centrais hidrelétricas – PCH, Biomassa e Eólica) e contratou pouco mais de 1.400 MW de energia eólica. Em 2009, foi realizado um leilão para contratação de reserva de energia, exclusivo para eólicas, que resultou na compra de cerca de 1.700 MW (750 MW médios) a preços já próximos das demais fontes.

## 2.1.4 FONTES FÓSSEIS E NUCLEARES

A disponibilidade energética das fontes renováveis é caracterizada por sazonalidade e incerteza. A requerida estabilidade e confiabilidade do suprimento de energia são obtidas através dos estoques de regularização (reservatórios), das interligações entre as diversas regiões do país e da complementação do suprimento por fontes energéticas fósseis e minerais, que no caso da energia elétrica, são basicamente o gás natural e o óleo combustível, o carvão mineral e os minerais radiativos, sobretudo os óxidos de urânio.

<sup>4</sup> O PROINFA foi instituído pela Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002 e revisado pela Lei nº 10.762, de 11 de novembro de 2003.

O desenvolvimento de reservas de gás natural de baixo custo e barateamento da tecnologia de turbinas a gás de alto rendimento termodinâmico, chegando a ultrapassar 50% quando utilizadas com reaproveitamento do calor dos gases da exaustão para geração de vapor e utilização em turbinas secundárias (ciclo combinado<sup>5</sup>), tornaram a geração termelétrica a gás natural uma forte alternativa para a geração termelétrica complementar (Tolmasquim, 2005).

Por outro lado, o alto custo fixo da rede de gasodutos necessária para o transporte e a distribuição do gás natural, só é viabilizado se o consumo de gás for relativamente constante, seja por uma geração termelétrica com alto fator de capacidade, seja pelo desenvolvimento de um mercado secundário para o consumo interruptível de gás. Mais recentemente, vem se desenvolvendo um mercado internacional de gás natural liquefeito (GNL), mais sensível aos sinais do mercado e que permite o consumo de gás natural de forma mais flexível, porém o custo pode chegar a ser cerca de três vezes maior do que o gás natural comprimido (IEA, 2001).

O óleo combustível (*fuel oil* ou *bunker oil*) é o derivado de petróleo de menor valor energético (resíduo da destilação).

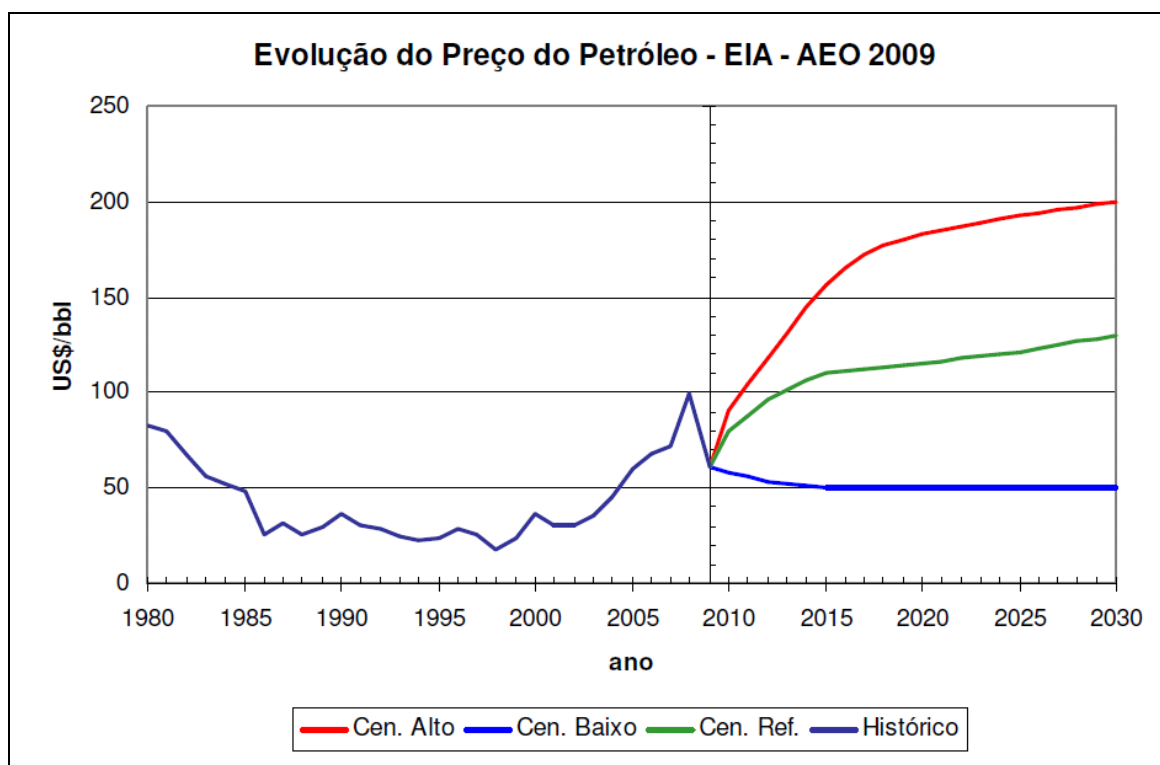
O Brasil é superavitário na produção de óleo combustível em relação à demanda interna, devido à composição do petróleo mais pesado (rico em hidrocarbonetos de cadeia mais longa), que é mais abundante nas reservas brasileiras conhecidas.

A queima direta de óleo combustível em caldeiras para produção de vapor é pouco eficiente. A tecnologia mais eficiente da utilização do óleo combustível utiliza um óleo processado, mais leve, de maior conteúdo energético e menor teor de enxofre, que é utilizado em motores de combustão interna (MCI) e cujo rendimento termodinâmico pode ultrapassar 40% (WÄRTSILÄ 50DF Data Sheet, 2010).

---

<sup>5</sup> O ciclo combinado normalmente refere-se a uma instalação em que se integram uma turbina a gás (ciclo *Brayton*) e uma turbina a vapor (ciclo *Rankine*). Esse ciclo é o mais eficiente dentre das tecnologias de geração atualmente disponíveis comercialmente. Basicamente neste ciclo temos um turbogerador a gás (poderiam ser motores de combustão interna) cuja a descarga dos gases da combustão é conduzida a uma caldeira de recuperação onde é produzido o vapor que acionará um turbogerador a vapor. A eficiência do ciclo combinado -  $\eta_{CC}$  é uma função das eficiências dos ciclos simples *Brayton* -  $\eta_B$  e *Rankine* -  $\eta_R$  que o compõem:  $\eta_{CC} = \eta_B + \eta_R - \eta_B \cdot \eta_R$ . Logo, a eficiência global do conjunto passa da média de 30% do ciclo simples e atinge valores em torno de 50% em ciclos combinados.

Um problema comum aos combustíveis fósseis é a incerteza sobre o preço, que se reflete no custo da geração termelétrica. A Fig. 2.7 apresenta as perspectivas de evolução do preço do petróleo, bem como seu histórico até o ano de 2009.



**Fig. 2.7 – Perspectivas do Preço do Petróleo**  
**Fonte: Annual Energy Outlook 2009 – EIA-DOE, 2009**

O maior problema para a utilização do óleo combustível na geração flexível de energia elétrica é a sua logística de distribuição, pois usuários distantes da refinaria ou de portos de importação são usualmente atendidos através de transporte rodoviário, o que dificulta o atendimento (despacho termelétrico) simultâneo de várias termelétricas.

O carvão mineral é a fonte energética mais abundante da Terra. Contudo o carvão mineral nacional possui baixo valor calórico, alto teor de enxofre e cinzas, inviabilizando a utilização em locais distantes das minas, localizadas na região oeste dos estados do Rio Grande do Sul e de Santa Catarina. A integração da exportação de minérios com a importação de carvão mineral, de alto valor calórico e baixo teor de enxofre e cinzas, tem viabilizado economicamente a implantação de usinas termelétricas a carvão mineral importado, próximas a grandes portos exportadores de minérios. A queima do carvão mineral é altamente poluente pela produção de particulados, que pode ser mitigada pela utilização de filtros; pela emissão de gases do efeito estufa, de óxidos

nitrosos ( $\text{NO}_x$ ) e sulfurosos ( $\text{SO}_x$ ); e pela questão do resíduo das cinzas. Por isso a viabilidade ambiental das usinas termelétricas a carvão mineral tem sido questionada.

A utilização da energia nuclear para geração de energia elétrica está passando por um verdadeiro renascimento, em função de diversos fatores, dentre os quais podemos destacar: (i) o desenvolvimento de tecnologias de segurança intrínseca, que não dependem da atuação de mecanismos de proteção; (ii) a não emissão de gases causadores do efeito estufa e (iii) a redução da dependência de combustíveis fósseis. O grande problema para a utilização da energia nuclear é a questão da estocagem segura dos resíduos radioativos, cuja meia-vida que pode atingir milhares de anos.

O Brasil possui reservas significativas de óxido de urânio – 6ª maior reserva comprovada de urânio do mundo (Eletronuclear, 2010), que permitem a sua utilização baseada exclusivamente na oferta interna do combustível. O Brasil também detém tecnologia para o enriquecimento de urânio para utilização na geração de energia. Contudo, ainda não possui capacidade de processamento (enriquecimento), nem mesmo para o abastecimento das duas usinas nucleares (ANGRA I e II) em operação (INB, 2010).

As usinas nucleares, assim como as usinas a carvão e até mesmo as usinas a gás natural de ciclo combinado devem operar na base, com produção constante, para obter o máximo rendimento.



## 2.2 O SISTEMA ELETROENERGÉTICO BRASILEIRO

O sistema eletroenergético brasileiro é composto por diversos subsistemas interligados, formando o Sistema Integrado Nacional (SIN), cuja configuração prevista para o ano de 2019 (PDE 2019 – EPE, 2010) é representada esquematicamente na Fig. 2.8, e por pequenos sistemas isolados localizados, majoritariamente, na região amazônica.

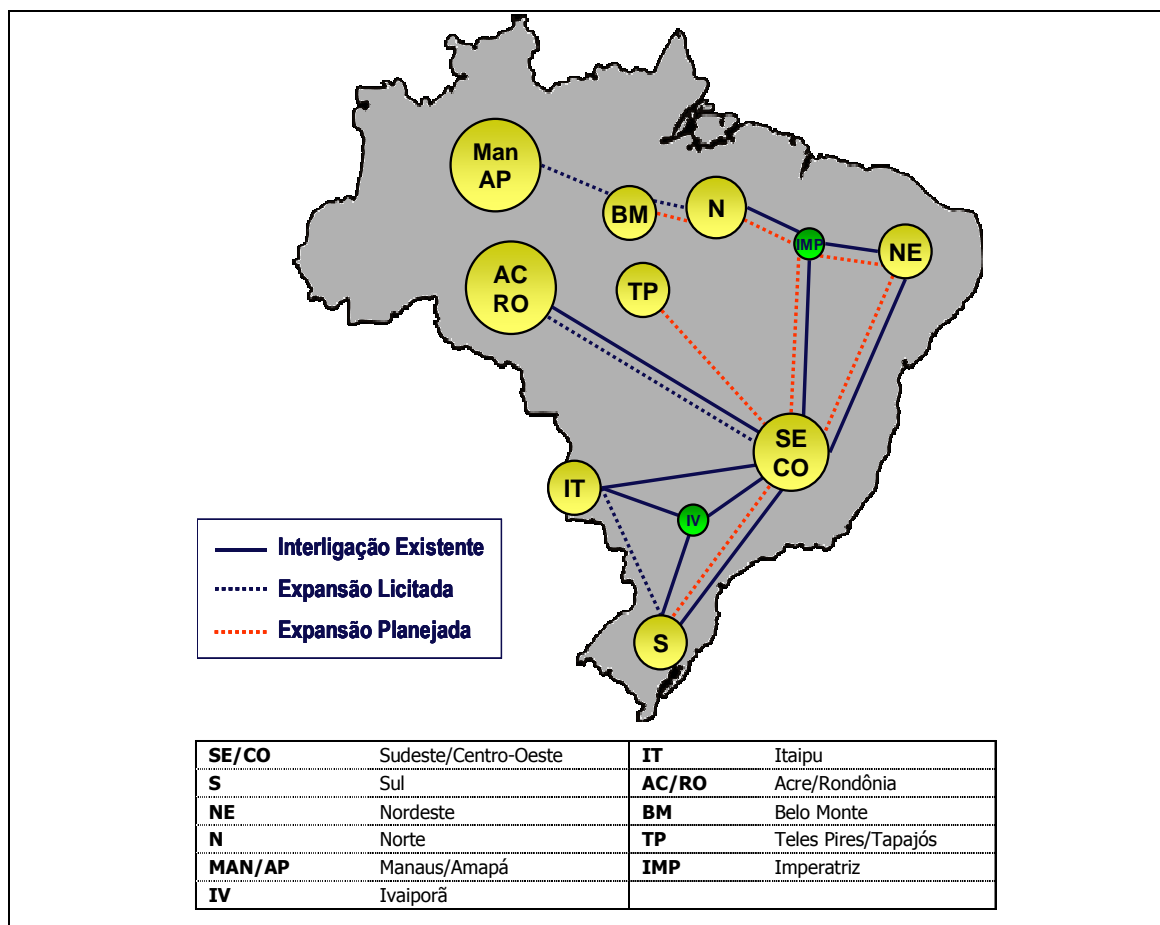


Fig. 2.8 – Sistema Eletroenergético Brasileiro – 2010  
Fonte: PDE 2019 – EPE, 2010

A geração é predominantemente hidrelétrica, com muitas usinas que exploram diversas bacias hidroclógicas, e grandes reservatórios, formando complexas cascatas, conforme mostrado no diagrama esquemático (ONS, 2010) da Fig. 2.9.

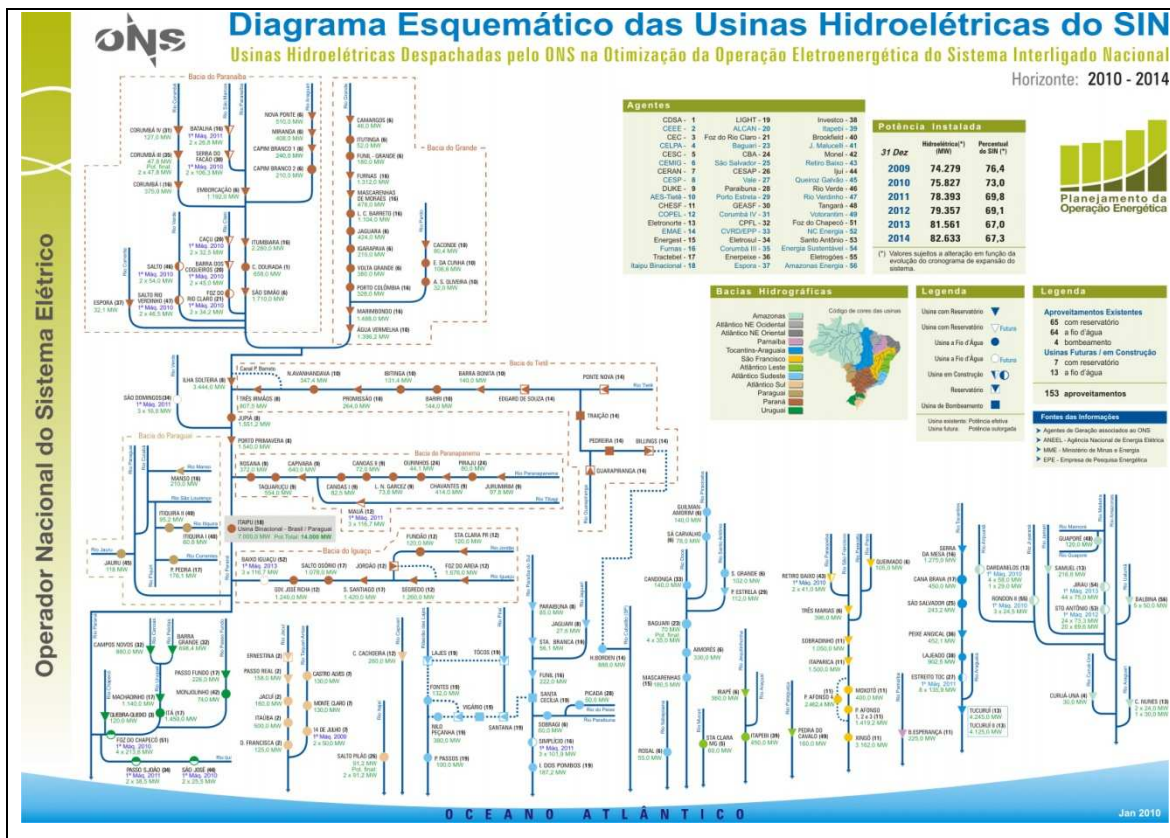


Fig. 2.9 – Sistema Hidrelétrico Brasileiro – 2010  
Fonte: ONS, 2010

O sistema hidrelétrico possui reservatórios com grande capacidade de armazenamento (277 MW médios em 2010), fortemente concentrada no subsistema Sudeste/Centro-Oeste – 70% no Sudeste/CO, 7% no Sul, 19% no Nordeste e 4% na região Norte. Contudo, as restrições ambientais e a topografia pouco acidentada (sem relevo) da região amazônica, onde está a maior parte dos recursos hidroenergéticos inexplorados, tem inviabilizado a construção de grandes reservatórios, implicando numa redução da capacidade de regularização da energia natural afluente, à medida que são adicionadas novas usinas a fio d’água, cujo volume é suficiente apenas para regularização de descargas semanais ou diárias.

A afluência hídrica de cada bacia é bastante incerta e apresenta uma grande variação sazonal, sendo que os regimes hidrológicos das diversas bacias são diferenciados e parcialmente complementares (correlação < 1), conforme mostra o registro histórico de

afluências dos últimos 77 anos ilustrado nos gráficos da Fig. 2.10 e da Fig. 2.11, que apresentou períodos de longas secas – alguns maiores que um ano.

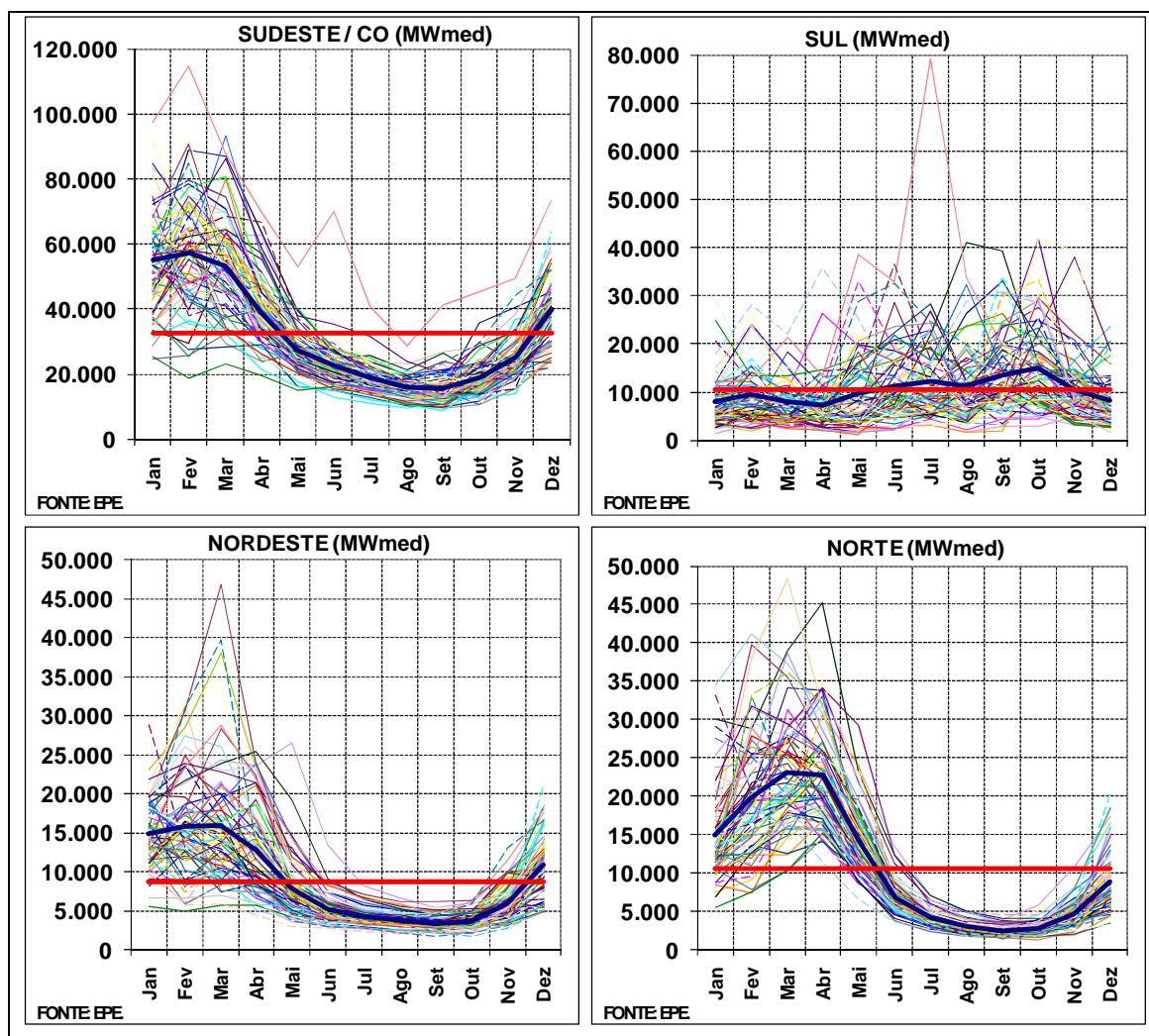


Fig. 2.10 – Energia Natural Afluente – Configuração 01/2010<sup>6</sup>  
 Fonte: PDE 2019 – EPE, 2010

Os aproveitamentos hidrelétricos são recursos naturais, que aproveitam as precipitações, os desníveis dos rios e os relevos da região, para um armazenamento mais eficiente. Assim, as usinas hidrelétricas são usualmente localizadas em locais distantes dos centros de consumo. Ademais, as bacias apresentam regimes hidrológicos diferenciados, cujo aproveitamento integrado reduz a incerteza da geração hidrelétrica total, proporcionando uma disponibilidade energética mais estável para o conjunto do

<sup>6</sup> Energia Natural Afluente (ENA) de cada subsistema é a energia que seria produzida / turbinada pelo respectivo conjunto de hidrelétricas, considerando a altura de queda de cada usina correspondente a 65% do seu volume útil e vertida (ultrapassagem da capacidade de engolimento) da afluência natural.

sistema. A existência de um sistema interligado permite a redução dos custos de operação, através das trocas de energia entre as regiões, aproveitando as diversidades do comportamento hidrológico entre as diferentes bacias hidrológicas e um aumento da confiabilidade e eficiência de fornecimento. Desta forma, se fez proveitoso e necessário um extenso sistema de transmissão (CUNHA, 1960) interligando as usinas das diversas bacias e os centros de carga, formando o SIN.

A Fig. 2.11 ilustra a sazonalidade hidrológica de cada subsistema, representada pela razão entre a sua energia média mensal e a sua energia média anual com base no histórico de vazões, possibilitando a visualização da complementaridade entre os subsistemas. A energia natural afluenta ao subsistema Sudeste/Centro-Oeste, por exemplo, tem seu pico no mês de fevereiro, enquanto que ao subsistema Manaus/Amapá, no mês de maio. Desta forma, nos meses de janeiro e fevereiro o subsistema SE/CO pode deplecionar seus reservatórios que geralmente estão em níveis bem elevados para atender a carga de energia elétrica de Manaus/AP que enfrenta um período mais seco, utilizando para isso o sistema de transmissão.

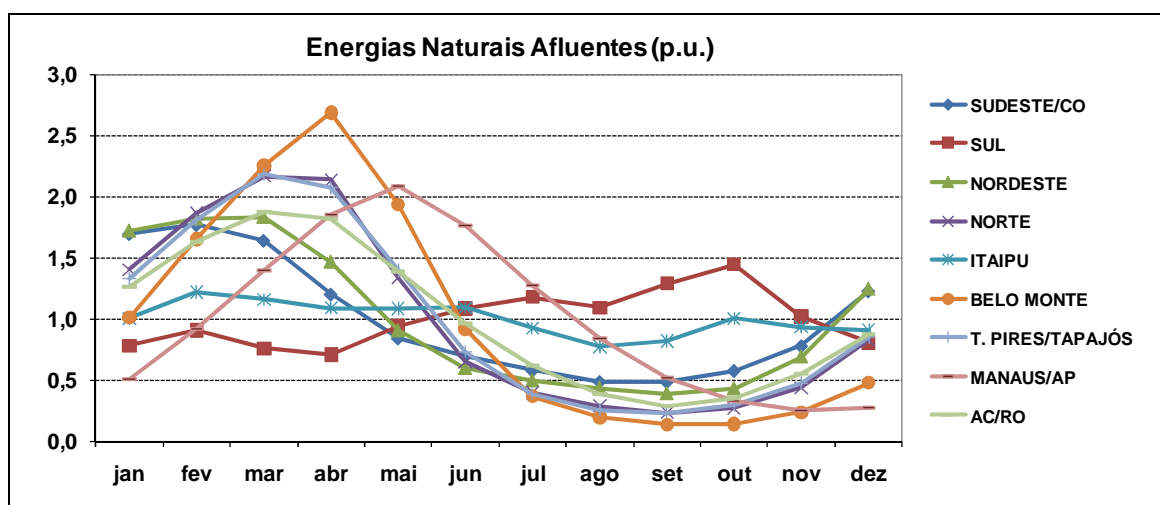


Fig. 2.11 – Complementaridade Hidrológica  
Fonte: dados PDE 2019 – EPE, 2010

O sistema brasileiro também conta com geração termelétrica, baseada em combustíveis fósseis e minerais, que tem como principais objetivos, complementar os recursos hidroelétricos e aumentar a confiabilidade do sistema, já que não está sujeito à incerteza hidrológica. Além disso, este parque termelétrico, ainda se destina ao abastecimento de sistemas isolados, localizados na região Norte e ao atendimento localizado no caso de ocorrências de restrições elétricas e/ou energéticas.

Além disso, o sistema tem se destacado por uma crescente participação de geração renovável de fontes alternativas (PCH, biomassa e eólica), cujas potências instaladas no início do ano 2010 (PDE 2019 – EPE, 2010) são informadas na Fig. 2.12, para cada região geográfica. Contudo, é esperado que a hidroeletricidade continue sendo a fonte dominante na geração de energia devido à grande disponibilidade de potencial a ser explorado, associada às demais características (ambientais, tecnologia nacional, baixo custo de operação), que fazem com que esta fonte seja priorizada na expansão (PDE 2019 – EPE, 2010).

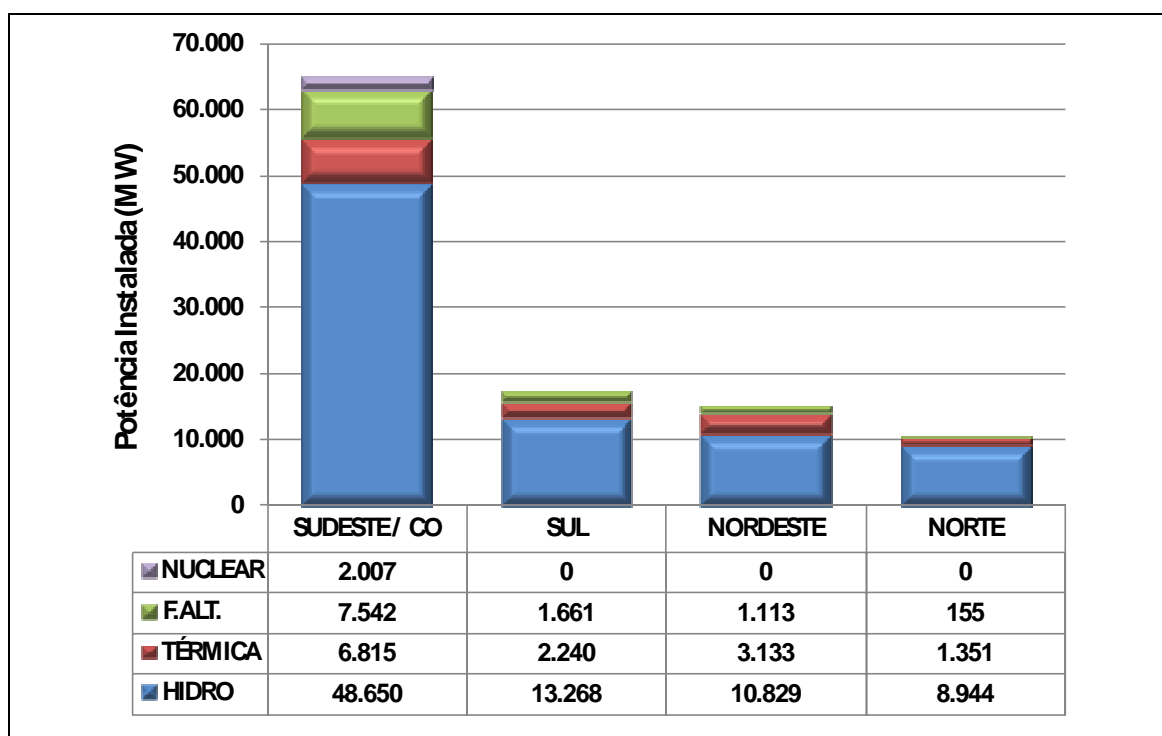


Fig. 2.12 – Matriz Eletroenergética Brasileira – Potência Instalada – 2010  
 Fonte: dados PDE 2019 – EPE, 2010

## **3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA**

Neste capítulo é abordado o tema de planejamento energético para a expansão e operação de sistemas de geração e interligações de energia elétrica. Na primeira seção são resgatadas as origens de teorias e conceitos econômicos que tiveram aplicação no setor elétrico para a execução do planejamento e suas evoluções. Em seguida, é feito um breve histórico da transformação do setor elétrico brasileiro no que tange a questão do planejamento. Nas duas últimas seções são descritos os processos de planejamento da expansão e da operação, respectivamente, onde são apresentadas as formulações dos problemas, bem como metodologias e conceitos aplicados para suas soluções implementadas em modelos computacionais.

### **3.1 EVOLUÇÃO DA TEORIA ECONÔMICA APLICADA AO PLANEJAMENTO ENERGÉTICO**

O planejamento da operação e o da expansão são, como foi visto anteriormente, estreitamente relacionados, pois as decisões de longo prazo influenciam diretamente nas de curto prazo, dado que na operação a configuração do SIN é fixa. Ou seja, a expansão da capacidade de geração não é uma variável de decisão no curto prazo. Adicionalmente, nos estudos elaborados pela EPE adota-se a igualdade entre os custos marginais de operação (CMO) e expansão (CME) como critério econômico na elaboração das alternativas de ampliação da capacidade de geração para cada ano do período estudado (PDE 2019 – EPE, 2010).

O critério econômico acima referido é utilizado tradicionalmente nos planos de expansão do SIN (ver Fortunato *et al.*, 1990) e deriva do princípio da igualdade entre os custos marginais de curto e longo prazos defendido por economistas no início da segunda metade do século passado, após a segunda guerra mundial.

A teoria dos custos marginais teve seu desenvolvimento iniciado por um grupo de economistas franceses, motivados em definir regras de preço e investimento para a nacionalização de serviços de utilidade pública no país, restabeleceram o princípio de

equivalência entre o custo marginal de curto prazo – CMCP e o custo marginal de longo prazo – CMLP, recomendando-o para o apreamento do serviço de fornecimento de eletricidade. O desenvolvimento da teoria, especialmente para a aplicação no setor de energia elétrica, recebeu grande contribuição dos trabalhos de Marcel Boiteux. Segundo Andersson e Bohman (1985) a grande preocupação de Boiteux era encontrar uma expressão simples que relacionasse preço e investimento. Esta relação foi encontrada ao estabelecer a equivalência entre custo marginal de curto e de longo prazo, que é válida somente no ótimo, ou seja, dada demanda para a qual o custo de desenvolvimento de um novo projeto para seu suprimento se assemelha ao custo diferencial da operação do sistema. Para garantir esta equivalência no ótimo, algumas condições devem ser verificadas, como:

- A capacidade de produção deve variar continuamente;
- A política de investimento deve obedecer a previsão realizada.

Estas condições foram reestudadas por diversas vezes por vários autores na literatura, desde 1957 por Steiner (Steiner *apud* Andersson, Bohman, 1985), confirmando sua validade e, conseqüentemente, confirmando o princípio da equivalência  $CMCP \equiv CMLP$ .

Conhecida a equivalência  $CMCP \equiv CMLP$  e suas condições necessárias, surge então a dúvida com relação à aplicação no planejamento da expansão da capacidade de suprimento no setor elétrico, dada a realidade do planejamento energético, onde a capacidade de produção de energia elétrica não varia continuamente. Cada empreendimento de geração ou transmissão tem seu projeto amplamente estudado e otimizado por especialistas para o melhor aproveitamento dos recursos energéticos disponíveis, portanto, a elaboração do projeto e a conseqüente definição de suas características não contemplam estudos de planejamento da expansão. Assim, casos de subdimensionamento ou sobredimensionamento da oferta de energia elétrica são comumente encontrados.

Em situações com indivisibilidades, como a expansão da geração de energia elétrica, o conceito de custo marginal de longo prazo não é analiticamente definido uma vez que a expansão não é contínua. Uma aproximação utilizada para a sua obtenção consiste em calcular o custo total anual referente a determinado projeto e dividi-lo pela produção

esperada anual. No entanto, este cálculo não traduz o conceito de custo marginal, e sim um custo médio por unidade de geração de um projeto marginal.

Anos mais tarde, reconheceu-se que aquelas condições que caracterizavam um ajuste completo do equilíbrio a longo prazo não são suficientes para a aplicação no setor elétrico. Uma razão para isto, encontra-se no fato do sistema estar expandindo com projetos de larga escala, cuja construção pode levar muitos anos. A usina hidrelétrica Santo Antônio no rio Madeira, por exemplo, tem um prazo de construção estimado em cerca de quatro anos. Dadas estas circunstâncias, faz-se necessário distinguir claramente regras de investimento para alcançar uma capacidade eficiente em uma perspectiva de longo prazo, e regras de apreçamento para estimativas de curto prazo, quando a grade de oferta já é conhecida – indivisibilidades *ex ante*.

Portanto, apesar do princípio da equivalência  $CMCP \equiv CMLP$  ter sido repetidamente provado por economistas, a suposição restritiva de que a condição de otimalidade só é satisfeita quando a capacidade de produção varia rapidamente e continuamente, ignora a possibilidade de existência de indivisibilidades *ex ante*. Além disso, investimentos *ex post* no setor elétrico também não são ainda plenamente reconhecidos nos modelos de expansão utilizados. Assim, logo que um investimento é feito, se não antes, ele se torna um projeto indivisível, irreversível e duradouro. Nestas condições, não há clara aceção do CMLP, mesmo que a demanda esteja crescendo continuamente ao longo do tempo.

## **3.2 RESTRUTURAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO**

O sistema interligado brasileiro surgiu nas décadas de 60 e 70 do século passado. Os sistemas isolados que atendiam as cidades maiores ou regiões metropolitanas foram aos poucos sendo interligados, formando incipientes sistemas estaduais. Na medida em que estes sistemas cresciam e evoluía a tecnologia, surgiam naturalmente a conveniência e a necessidade da coordenação entre as diversas empresas.

A livre concorrência na compra e venda de energia elétrica só é possível através da atuação desverticalizada, ou seja, independente, das empresas que desempenham as atividades de geração, transmissão e distribuição, tornando viável o surgimento do



segmento de comercialização. No Brasil, a exemplo do que vem ocorrendo no mundo em diversos segmentos da economia, o processo de reestruturação iniciou-se em 1995, com a promulgação da Lei de Concessões nº. 9.074, introduzindo a competição, impondo que os preços reflitam os custos reais.

Assim, para o funcionamento adequado do mercado de energia elétrica, além da participação dos agentes de geração, transmissão, distribuição e comercialização se faz necessário a participação de outros agentes: operador independente do sistema, operador de mercado, regulador do mercado e planejador do sistema. Nesse sentido, em 1996, a Lei nº. 9.427, trata da criação da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, para regulação e também fiscalização dos serviços de eletricidade, papel antes desempenhado pelo Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE. Em 1998, como resultado do Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico (RE-SEB), a Lei nº. 9.648 instituiu o Mercado Atacadista de Energia – MAE e fez surgir um novo tipo de agente, os comercializadores. Além disso, a mesma Lei nº. 9.648 estabeleceu o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, que substituiu os Grupos de Coordenação para a Operação Interligada - os GCOI, em atuação desde 1973. Destarte, sem julgar a eficiência, pode-se afirmar que no marco regulatório anterior (oriundo do projeto RE-SEB) as questões da operação eletro energéticas, bem como da comercialização de energia elétrica, ficaram bem delineadas.

No que diz respeito à função do planejamento, com a extinção dos comitês técnicos do Grupo Coordenador de Planejamento de Sistemas – GCPS, organismo colegiado em que participavam as principais empresas concessionárias de energia elétrica, coordenadas pela ELETROBRÁS, os estudos até então por ele executados, passaram a ser responsabilidade do Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos – CCPE, criado pelo Ministério de Minas e Energia – MME, em 10 de maio de 1999, através do Art. 1º da Portaria nº. 150.

Também, conferiu-se ao planejamento da expansão da geração e da transmissão um caráter indicativo. Com o novo marco regulatório, consubstanciado pela Lei nº. 10.847, que estabeleceu a criação da Empresa de Pesquisa Energética – EPE e pela Nova Lei de Comercialização de Energia nº. 10.848, de 15 de março de 2004, que autoriza a criação da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, ocorreu o fortalecimento dessa importante função integradora, atualmente em fase de consolidação. Através do

Decreto nº. 5.267 houve a reestruturação do MME, com a criação de uma Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético que coordenasse este processo, a qual veio instrumentar o MME, para que o art. 174º da Constituição Federal de 1988 efetivamente fosse implementado, já que compete exclusivamente à União a responsabilidade pelo planejamento.

### **3.3 HISTÓRICO DO PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO**

A função do planejador desde o início desta atividade no setor, bem como seus objetivos e critérios por ele adotados para a execução do planejamento da expansão foram resgatadas e são apresentadas a seguir.

O Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos – GCPS, coordenado pela ELETROBRAS, era o responsável pela execução do planejamento da expansão do setor elétrico brasileiro, desde a década de 1980. Cabia a ele a definição de metas e estratégias que possibilitassem o atendimento ao mercado de energia elétrica, que se caracterizava pela forma determinativa, onde os agentes do setor eram obrigados a seguir as metas propostas.

O principal relatório de estudos de planejamento do GCPS era o Plano Decenal de Expansão, revisado anualmente pelas empresas concessionárias sob a coordenação da ELETROBRÁS.

O Plano Decenal se fundamentava em dois conjuntos de considerações: do lado da demanda, em projeções de crescimento dos mercados regionais; do lado da oferta, em avaliações técnico-econômicas dos empreendimentos capazes de atender à demanda prevista. Tais avaliações, mais precisas quanto à demanda e aos aproveitamentos mais próximos no tempo, somam-se a considerações de ordem estratégica, para definir a sequência de construção, ou "priorização", das obras. O GCPS voltava-se essencialmente para a definição do mercado a ser suprido e para a sequência ideal de usinas e obras destinadas ao seu atendimento, considerando critérios de risco previamente acordados e tendo em vista, entre outros, a disponibilidade de recursos financeiros.

Como citado acima, o GCPS adotava um critério de segurança para o planejamento da expansão da geração, onde o risco/probabilidade de déficit não poderia ultrapassar certo limite pré-fixado, no caso igual a 5%. Já se previa, no entanto, a substituição deste critério de risco de déficit explícito por um critério de custo de déficit explícito, onde o risco, a exemplo do custo marginal de operação, seria mais uma decorrência do plano de expansão.

Desde então, era aplicado o conceito de que a otimização do nível de confiabilidade de um sistema gerador baseava-se no princípio da minimização dos custos totais de produção e consumo de eletricidade, onde incluem os custos de suprimento incorridos pelo sistema e os custos de interrupção sofridos pelos consumidores. Tal princípio conduziria a um nível ótimo de confiabilidade para o qual se igualam os custos marginais de curto (de operação) e longo (de expansão) prazos do sistema, conforme proposto por Munasinghe *apud* Andersson, Bohman (1985). A elaboração do Plano Decenal 2001-2009 foi ainda realizada pelo GCPS, o qual foi extinto após a conclusão daquele plano.

O Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos – CCPE foi criado pelo MME em 1999, substituindo o GCPS. Este novo comitê tinha como atribuição, dentre outras, coordenar a elaboração do planejamento da expansão dos sistemas elétricos brasileiros, agora de caráter indicativo para a geração, consubstanciado nos Planos Decenais de Expansão e nos Planos Nacionais de Energia Elétrica de longo prazo.

O planejamento indicativo é útil em sistemas com características distintas, como é o caso do sistema brasileiro, e é essencial para se explorar de uma forma otimizada não só o potencial hidrelétrico remanescente como a sua complementação térmica (Bajay, 2002).

O CCPE foi responsável pela elaboração de vários ciclos do Plano Decenal de Expansão, desde o plano 2002-2011 ao plano 2005-2014, cujo principal objetivo era apresentar, de forma indicativa, um elenco de empreendimentos, bem como as data estimadas para as respectivas implantações, de modo a orientar futuras ações governamentais e dos agentes do Setor Elétrico Brasileiro. Neste sentido, foram elaborados cenários de mercado de energia elétrica, e para cada um desses mercados

foram formulados cenários de expansão da oferta, buscando ajustar os planos de expansão da oferta (PDE 2003-2012, CCPE).

O critério fundamental para atendimento aos requisitos de energia do mercado baseou-se no equilíbrio entre os custos marginais de operação e de expansão. Assim, para cada um dos cenários de oferta considerados, procurou-se encontrar o plano de obras que, ao longo do período analisado, acarretasse custos marginais de operação o mais próximo possível do custo marginal de expansão, numa condição que caracteriza o plano de mínimo custo. Este conceito já havia sido trazido e recomendado quando a função do planejamento era coordenada pelo GCPS, porém não era aplicado.

Dentro desta premissa, a expansão no sistema gerador era indicada sempre que o custo marginal de operação mostrava-se superior ao de expansão. Os empreendimentos foram alocados na ordem inversa de seus respectivos custos de geração, exceto aqueles com características estruturantes, cujas datas de implantação já se encontram definidas.

As simulações eram realizadas com o modelo NEWAVE, com base em 2000 séries sintéticas de energia e 4 patamares para a função custo do déficit de energia. Em virtude dos objetivos do estudo em questão, não se adotaram restrições conjunturais de operação e relativas a horizontes de curto prazo, tais como as curvas de aversão ao risco<sup>7</sup>. Apesar da atividade de planejamento energético da expansão já estivesse em execução no sistema brasileiro por duas décadas, diferentemente das atividades de formulação de políticas energéticas e de regulação dos mercados de energia elétrica, não havia ainda nenhuma lei estabelecendo a responsabilidade pelo planejamento de expansão do setor elétrico; a legislação corrente se resumia às portarias do MME mencionadas nesta seção.

Já o planejamento energético da operação já tinha suas atividades de coordenação e controle da operação da geração e transmissão de energia elétrica nos sistemas interligados definidas pelo artigo 13 da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, que estabelece como órgão responsável o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS,

---

<sup>7</sup> As Curvas de Aversão a Risco – CAR – representam a evolução ao longo do período dos requisitos mínimos de armazenamento de energia de um subsistema, necessários ao atendimento pleno da carga, sob hipóteses pré-definidas de aflúncias, intercâmbios inter-regionais e carga e de geração térmica, de forma a se garantir níveis mínimos operativos ao longo do período.

pessoa jurídica de direito privado. As atividades, como o despacho das usinas que compõe o sistema hidrotérmico, deveriam ser executadas pelo ONS mediante autorização da ANEEL, a ser integrado por titulares de concessão, permissão ou autorização e consumidores a que se referem os artigos 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 1995. Atualmente, esta função continua sendo desempenhada pelo ONS, que detém as mesmas responsabilidades.

A Empresa de Pesquisa Energética – EPE foi criada em 2004 com a responsabilidade de organizar e executar o planejamento energético integrado e não apenas do setor elétrico. O objetivo perseguido pelo planejamento e suas condições iniciais pouco sofreram modificações desde a atuação do GCPS. Assim, na elaboração dos planos de expansão da geração, dado um cenário de evolução da demanda de energia, procura-se determinar, para o horizonte de estudo considerado, a sequência mais econômica de obras, em termos de seus custos de geração e das ampliações das capacidades de intercâmbio entre os subsistemas. Através de estudos socioambientais é definido o grupo de projetos candidatos a expansão.

Os procedimentos metodológicos atualmente adotados para a formulação da expansão da geração seguem critérios econômicos – igualdade entre o valor médio do Custo Marginal de Operação (CMO) e o Custo Marginal de Expansão (CME), e de segurança de garantia de suprimento – o risco de déficit de energia elétrica não deve ultrapassar certo limite pré-estabelecido. Diferentemente dos estudos realizados na gestão do GCPS e do CCPE, o último ciclo do Plano Decenal (PDE 2019 – EPE, 2010) executado pela EPE avaliou que ambos os critérios devem ser atendidos simultaneamente.

Conforme apresentado ao longo desta seção, o critério econômico acima referido é utilizado tradicionalmente nos planos de expansão do SIN e deriva do princípio da igualdade entre os custos marginais de curto e longo prazo, proposto por economistas no início da segunda metade do século passado. Tal princípio, como já exposto, passou a ser questionado por conta das indivisibilidades de projetos de expansão de oferta (como as usinas de geração de energia elétrica) que dificultam a obtenção de um custo marginal, conforme destacado por Andersson & Bohman (1985).

## **4 HIERARQUIA DO PLANEJAMENTO ENERGÉTICO**

### **4.1 PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA CAPACIDADE DE SUPRIMENTO<sup>8</sup> DE ENERGIA**

#### **4.1.1 OBJETIVO**

Os estudos de planejamento da expansão da geração de um sistema elétrico envolvem duas atividades distintas (FORTUNATO *et al.*, 1990):

- (i) a prospecção, avaliação e dimensionamento dos recursos energéticos primários e projeção da demanda de energia;
- (ii) a determinação do programa de expansão.

A primeira atividade inclui estudos que devem ser executados com 10 a 15 anos de antecedência em relação à data de entrada em operação das usinas. Especificamente, para a exploração do potencial hidráulico, são necessários inicialmente estudos de inventário e impacto ambiental (Avaliação Ambiental Integrada – AAI) da bacia hídrica, seguidos de estudos de viabilidade técnico-econômica dos aproveitamentos inventariados, o projeto básico e o projeto executivo de cada aproveitamento.

Os estudos para determinação do programa de expansão do sistema também devem ser realizados com 5 a 10 anos de antecedência com relação à data de entrada em operação, pois algumas usinas geradoras, como as hidrelétricas e as termelétricas de grande porte, como as nucleares e termelétricas a carvão, têm períodos de construção longos (de 3 a 5 anos). Em função desses prazos, o planejamento da expansão do sistema elétrico requer

---

<sup>8</sup> Produção e Transmissão

a análise de um longo horizonte, seguidos de análises de médio prazo à medida que são obtidas informações mais detalhadas e precisas.

Os estudos de longo prazo<sup>9</sup>, com horizonte superior à 20 anos, procuram analisar as estratégias de desenvolvimento da infraestrutura de suprimento energético, incluindo a projeção de cenários de demanda, a oferta e o custo de insumos energéticos, diante dos quais são feitos estudos simplificados de composição do parque gerador e a topologia dos principais troncos de interligação, ou seja, nestes estudos são definidas as diretrizes para o planejamento de médio prazo.

O planejamento de médio prazo analisa detalhadamente a expansão da geração, indicando as necessidades quanto ao início de construção de novos projetos, bem como a priorização da continuidade das obras em andamento, de forma a garantir o atendimento ao mercado consumidor ao menor custo total.

Estes estudos de médio prazo procuram, a princípio, atualizar os primeiros 10 anos dos estudos de longo prazo da expansão da geração, considerando as mudanças conjunturais e de premissas, tais como condições hidrológicas, previsões de crescimento de mercado de energia elétrica e reavaliação da economicidade de projetos, fruto do maior aprofundamento dos estudos técnicos de engenharia e meio ambiente. Neste horizonte de análise a incerteza hidrológica é explicitamente considerada.

De forma a apoiar a revisão anual dos estudos de curto prazo, podem ser feitos estudos de médio prazo, com horizonte de 15 anos, com o objetivo de atualizar as diretrizes de longo prazo em função de variações significativas do cenário macroeconômico.

As etapas do planejamento da expansão, descritas acima, tem periodicidades distintas. Os estudos de longo prazo são realizados a cada 5 anos, aproximadamente, fazendo parte dos planos mestres do setor elétrico, onde o mais recente é o Plano Nacional de Energia 2030 (PNE 2030 – EPE, 2006). Os estudos de médio prazo são revistos e atualizados anualmente, definindo os Planos Decenais de Energia (PDE 2019 – EPE, 2010).

---

<sup>9</sup> O conceito de longo prazo aqui apresentado caracteriza a complexidade dos estudos energéticos de expansão. Não confundir com o conceito econômico descrito no item 1.2.

Os estudos de longo prazo quantificam a oferta de energia e determinam os tipos de fontes a serem usadas para atendimento a demanda futura, através do uso de modelos de decisão de investimentos. Estes modelos definem a alocação temporal e espacial dos projetos de geração e transmissão que garantam o mínimo custo total. Para isso, é necessário quantificar previamente os recursos primários disponíveis para geração de energia elétrica, bem como os custos de investimentos, operação, manutenção e combustíveis. Além disso, é preciso conhecer a configuração do sistema existente.

É importante ressaltar também, que há uma inter-relação entre oferta e demanda, expressa na competitividade da energia elétrica em relação às outras formas de energia. Dada a dificuldade em modelar esta inter-relação, as técnicas de planejamento são orientadas à análise da oferta ou da demanda separadamente, onde uma delas deve ser definida *ex ante*.

A competitividade entre as usinas tanto hidrelétricas quanto termelétricas varia em função do período e dos cenários hidrológicos considerados. Assim, o problema de alocação das fontes de geração passa a incorporar o problema de despacho ótimo do parque gerador hidrotérmico para suprir a carga de energia elétrica. Nos modelos de decisão de expansão de longo prazo, foi encontrada uma alternativa à simulação por um modelo de operação, que se baseia na construção de uma curva custo total em função da potência instalada, para o qual são pré-definidas a energia crítica e a energia média associadas a cada projeto, como se fossem constantes e independentes da configuração existente em cada etapa.

Os estudos de médio prazo definem o programa de expansão a mínimo custo, estabelecendo a sequência de entrada em operação dos novos projetos. A composição do sistema de geração no final do horizonte de estudo respeita a sinalização do modelo de decisão de investimentos nos estudos de longo prazo.

Os resultados dos estudos de médio prazo definem o plano decenal de geração, com horizonte de 10 anos e periodicidade mensal, que serve de base para o cálculo dos custos marginais de expansão a serem empregados no estabelecimento de tarifas.

Os modelos utilizados no planejamento de médio prazo para a expansão do sistema são os mesmos utilizados no de curto prazo para a simulação da operação do sistema e avaliação da sua confiabilidade.



## **4.1.2 METODOLOGIA VIGENTE NO PLANEJAMENTO DE MÉDIO PRAZO**

A indicação da expansão da capacidade de geração e de intercâmbio entre os subsistemas segue critérios de segurança de suprimento e econômico.

O critério econômico é o da igualdade entre o valor médio do Custo Marginal de Operação – CMO e o Custo Marginal de Expansão – CME, requerendo, portanto, a pré-definição do valor esperado do CME, que no caso é usualmente estimado em função do preço de contratação da energia dos novos empreendimentos de geração.

O critério de segurança é o da limitação do risco de déficit de energia elétrica a 5% <sup>10</sup>, definindo-se como “risco de déficit” a probabilidade de que, em algum instante, a produção de energia elétrica seja menor do que a carga, não importando a magnitude do déficit.

Estes critérios (economicidade e segurança energética) devem ser atendidos ao longo de todos os anos do horizonte de planejamento, e em cada subsistema do SIN.

Vale observar que o atendimento simultâneo a ambos os critérios, implica em atender ao mais restritivo, que pode ser o de segurança, se o valor do CME for alto; ou o econômico, se o valor do CME for baixo. No primeiro caso, o valor médio dos CMO será inferior ao CME, enquanto que no segundo caso, o risco de déficit será inferior ao limite preconizado. A predominância de uma restrição sobre a outra decorre do fato do custo de déficit ser definido exogenamente (custo social do déficit).

São consideradas algumas restrições de data mínima para a determinação da sequência mais econômica de obras, em termos de seus custos de expansão da geração e da ampliação das capacidades de intercâmbio entre os subsistemas. Nesse sentido, as obras julgadas como socioambientalmente viáveis e com previsão de início de operação compatível com os prazos necessários ao desenvolvimento do projeto são selecionadas como candidatas à integração ao SIN.

---

<sup>10</sup> Resolução CNPE 001/2004.

### **4.1.3 MODELOS COMPUTACIONAIS PARA O PLANEJAMENTO ENERGÉTICO DE LONGO PRAZO**

Com o objetivo de determinar a composição ótima do sistema em um dado horizonte de planejamento, foram desenvolvidos pelo CEPEL alguns modelos computacionais de decisão de investimentos.

O Modelo de Análise de Expansão de Longo Prazo – DESELP (TRINKENREICH *et al.*, 1982), desenvolvido pela ELETROBRÁS e utilizado para seus estudos até meados da década de 90, tinha como objetivo determinar a composição ótima do parque de geração para os períodos contidos em um determinado horizonte de planejamento, também levando em conta as necessidades de expansão de troncos de interligação entre subsistemas. Este modelo, baseado em programação linear, é resolvido por equivalente determinístico e não leva em consideração aspectos do planejamento sob condições de incerteza, levando em conta o valor atual dos custos anuais de investimento, operação e manutenção. É importante ressaltar que a sua modelagem não utilizava variáveis inteiras, logo a solução pode indicar valores fracionários para as ampliações da capacidade de geração e transmissão.

A modelagem do mercado de energia elétrica no DESELP era feita por uma curva de duração de carga em 3 patamares (cargas pesada, intermediária e leve) em todos os períodos e para todos os projetos, respeitando as restrições operativas (disponibilidade de potência, máxima produção de energia, etc.). O horizonte de planejamento considerado é dividido em períodos, cuja duração é em geral suficiente para a absorção pelo mercado da contribuição de energia de qualquer projeto de geração. Normalmente, nos estudos de horizonte de planejamento superior a 20 anos, na época executados pela ELETROBRÁS, os ajustes de oferta de geração e transmissão eram realizados a cada 5 anos (quinquênios), para tornar compatível com a duração do período crítico hidrológico ocorrido entre 1949 e 1953, além de diminuir o número de variáveis.

O Modelo de Planejamento da Expansão sob Incertezas – MODPIN (CEPEL, 1999) baseia-se em conceitos de programação estocástica e análise de decisão, que permitem representar de forma coerente às incertezas dos diversos fatores que afetam o plano de expansão. A análise de decisão é utilizada para representar a dinâmica do processo de decisão e para obter estratégias de expansão flexíveis, isto é, aquelas cujas decisões se

adaptam à medida que o cenário se configura, minimizando o desvio em relação à solução para cada cenário.

Este modelo desenvolvido pelo CEPEL tem por objetivo incorporar de maneira sistemática a representação de incertezas, permitindo o cálculo da expansão de sistemas interligados, além de representar o acoplamento temporal da operação, ou seja, a decisão de operação hoje tem consequências futuras nos períodos subsequentes. Sua formulação é feita através da técnica de decomposição de Benders, subdividindo-se em dois subproblemas: o subproblema de investimento e o subproblema de operação. Neste modelo, entretanto, a representação adotada para o problema de operação incorre em elevado custo computacional.

Por fim, foi desenvolvido o Modelo de Expansão a Longo Prazo – MELP<sup>11</sup> (LISBOA *et al.*, 2008), que unificou funcionalidades dos dois modelos anteriores: (i) a simplificação da operação similar a adotada pelo DESELP, que possibilitou a não adoção de técnicas de decomposição, e (ii) o tratamento das incertezas baseado na representação adotada pelo modelo MODPIN. Adicionalmente, a modelagem dos investimentos passou a ser realizada através de variáveis inteiras, caracterizando um problema de programação linear inteiro-mista. O MELP foi validado através de uma força tarefa que envolveu o CEPEL, a ELETROBRÁS, a EPE e o MME, para a utilização em estudos de expansão de longo prazo, que culminou na elaboração do Plano Nacional de Energia 2006-2030 pela EPE (PNE 2030 – EPE, 2006).

Desta maneira, a partir de um cadastro de projetos candidatos de geração e das possibilidades de interligação entre subsistemas, o modelo determina automaticamente, através de um algoritmo de programação inteira mista (*Branch and Bound*), a expansão do sistema gerador e quantifica as necessidades de transmissão associada, considerando as restrições de inteireza da solução, minimizando valor presente da soma dos custos de investimento e operação.

A expansão da geração do sistema determinada pelo MELP assegura o atendimento ao mercado através de um critério de garantia que está implícito nos valores de disponibilidade informados para os projetos.

---

<sup>11</sup> Desenvolvido pelo CEPEL – Centro de Pesquisas da ELETROBRÁS, e utilizado sob licença.

O modelo MELP adota algumas premissas (LISBOA *et al.*,2006):

- (i) O problema do planejamento da expansão é resolvido de forma determinística, considerando apenas dois cenários de hidrológicos: “crítico” e “normal (médio)”, sendo que o cenário crítico corresponde ao período hidrológico crítico do histórico brasileiro (1949 a 1953) e o cenário “normal” corresponde aos demais anos.

A produção de cada gerador (alternativa de expansão) em cada cenário é considerada constante, e estimada através da simulação estática (capacidade de produção e carga constantes) da operação do sistema. Esta é uma premissa forte, pois a produção de um gerador, sobretudo os termelétricos, é fortemente dependente da configuração do sistema e do balanço entre a oferta (capacidade de produção) e a demanda energética (carga).

O custo de operação considerado na função objetivo é a soma convexa dos custos médios de operação nos dois cenários. A produção considerada para o atendimento da carga considera somente o cenário crítico.

- (ii) O horizonte de planejamento é segmentado em períodos anuais, o que não permite modelar a sazonalidade da oferta. Esta segmentação do horizonte de planejamento é conveniente do ponto de vista de esforço computacional, na medida em que, quanto mais longo for o horizonte estudado, menor será a duração dos estágios a serem analisados. Entretanto, este intervalo de tempo pode não ser suficiente para a absorção pelo mercado da contribuição de energia de qualquer projeto de geração. Além disso, este intervalo anual impede a captação das sazonalidades hidrológicas e de demanda dos diversos subsistemas, que são importantes no dimensionamento dos reforços das interligações.<sup>12</sup>

- (iii) A última premissa se refere à consideração do valor de energia firme como sendo a disponibilidade máxima de geração de uma usina hidrelétrica em condição hidrológica crítica, em cada estágio do horizonte de planejamento. Esta consideração equivale a assumir que os reservatórios de regularização das usinas hidrelétricas se encontram com um volume de água armazenado equivalente a tal

---

<sup>12</sup> O CEPEL está desenvolvendo aperfeiçoamentos no modelo para a representação de estágios com intervalos menores do que um ano de forma a representar a sazonalidade da oferta.

energia no início de cada estágio. Por definição, energia firme é a energia média que uma usina pode gerar ao longo de um período crítico<sup>13</sup>, que pode durar mais de um ano. Assim, para estágios com duração anual, esta premissa pode ser considerada otimista e conduzir a uma expansão menor que a necessária para garantir o atendimento à demanda sem corte de carga, em todo o horizonte de planejamento.

#### **4.1.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS**

O modelo MELP atende satisfatoriamente às necessidades do planejamento de longo prazo. No entanto, este modelo não é adequado para os estudos de planejamento da expansão de médio prazo, pois não considera a incerteza das afluições aos reservatórios, não considera a sazonalidade das diversas fontes, e também supõe que a energia média e a crítica agregadas por cada empreendimento independem da configuração do sistema sobre a qual aquele investimento será feito.

Para aplicação do MELP no planejamento de médio prazo, LISBOA *et al.*(2006) recomenda a complementação do estudo com a utilização do modelo NEWAVE, que resolve o problema de operação do sistema.

## **4.2 PLANEJAMENTO ENERGÉTICO DA OPERAÇÃO**

### **4.2.1 OBJETIVO**

O objetivo do planejamento energético da operação<sup>14</sup> é determinar a política de operação (uso dos recursos de geração e transmissão) para o sistema, visando atender à demanda de energia ao menor custo operativo. Este custo é formado, basicamente, pelos

---

<sup>13</sup> O período crítico é um intervalo de tempo necessário para o deplecionamento total dos reservatórios a partir do momento em que se encontram completamente abastecidos, sem que lhes seja possível reabastecerem-se plenamente.

<sup>14</sup> Realizado pelo ONS – Operador Nacional do Sistema, divulgado mensalmente.

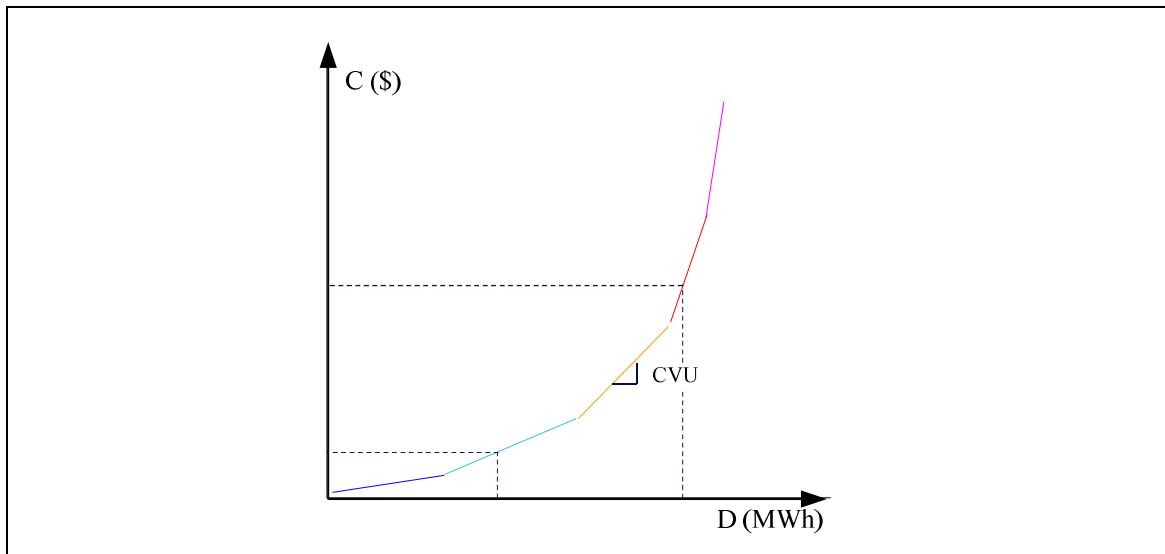
custos dos combustíveis utilizados nas termelétricas e os custos associados ao não atendimento à demanda, ou seja, o custo do déficit.

## 4.2.2 DESPACHO DE SISTEMAS TERMELÉTRICOS

Sistemas termelétricos são aqueles formados unicamente por usinas termelétricas.

Em estudos de planejamento, as usinas termelétricas são representadas através de características físicas e operativas, tais como a potência máxima, tipo de combustível, taxa de tomada de carga, geração mínima operativa, dentre outros parâmetros.

Em sistemas de geração puramente térmicos, o custo variável do combustível é o principal componente do custo variável unitário (CVU) de cada usina. De forma simplificada, o problema de planejamento da operação resume-se em classificar as usinas em ordem crescente de custo operativo e despachar cada incremento de energia (MWh) pela usina com o menor custo variável (\$/MWh), até que toda a demanda seja atendida, como mostrado na Fig. 4.1.



**Fig. 4.1 – Despacho Termelétrico**

Este processo é conhecido como “despacho por ordem de mérito econômico”. A última usina a ser despachada é o “gerador marginal” ( $G^*$ ) e o “custo marginal de operação” (CMO) será igual ao seu custo variável unitário (CVU\*).

O problema do despacho real de um sistema termelétrico é mais complexo, já que devem ser levados em conta outros fatores, tais como: a taxa de tomada de carga,

tempos mínimos e máximos em operação, além de tempos de resfriamento (SILVA, 2001).

As principais características do problema do despacho da geração de sistemas termelétricos são:

- Desacoplamento Intertemporal: uma decisão tomada em um período não impacta o custo de operação de períodos posteriores;
- Custo Direto de Operação: o custo de operação de cada usina térmica independe do nível de geração ou da disponibilidade de outras usinas;
- Confiabilidade do Fornecimento: depende apenas da capacidade total de atendimento das usinas (supondo que não há possibilidade de indisponibilidade de combustível).

### **4.2.3 DESPACHO DE SISTEMAS HIDRELÉTRICOS OU HIDROTÉRMICOS**

Estes sistemas caracterizam-se pela presença de usinas hidrelétricas, ou seja, eles contam com a energia afluente e a armazenada nos reservatórios de água, para atendimento à demanda, em substituição à geração termelétrica.

Entretanto, o volume limitado dos reservatórios aliado à variabilidade das futuras afluências produz uma relação entre a decisão operativa em um determinado estágio e as consequências futuras desta decisão, conforme ilustrado na Fig. 4.2.

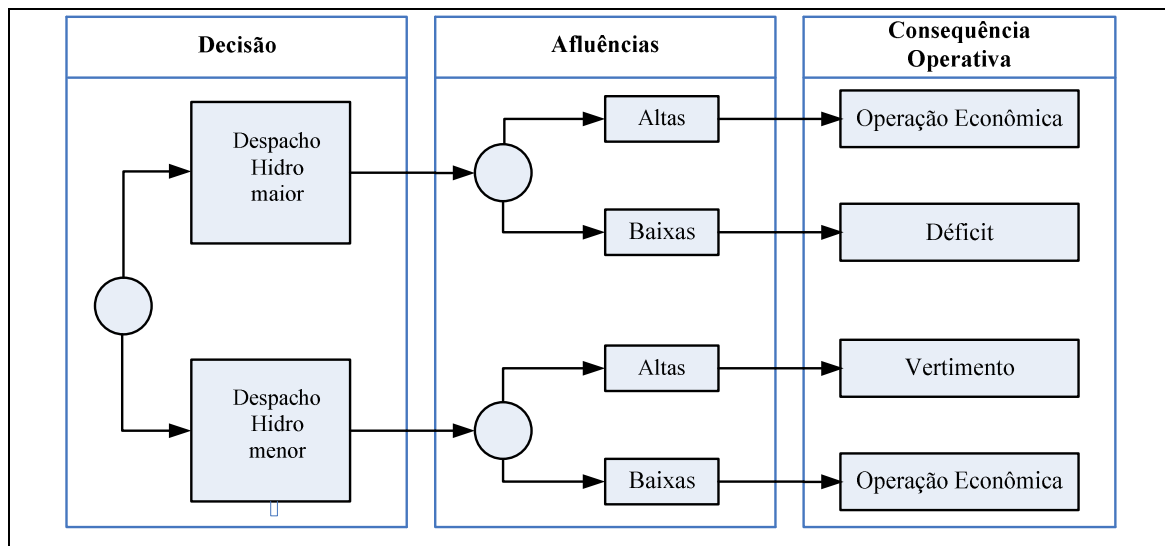


Fig. 4.2 – Despacho Hidrotérmico

- Um despacho hidrelétrico maior implica em um despacho termelétrico menor no presente, mas, por outro lado, também implica no uso do estoque de água:
  - Se a afluência for baixa, o estoque de água será reduzido, aumentando a necessidade de um despacho termelétrico maior no futuro ou mesmo de incorrer em déficit;
  - Se a afluência for alta, o estoque de água é recomposto.
- Um despacho hidrelétrico menor implica em um despacho termelétrico maior no presente, mas, por outro lado, também implica na poupança do estoque de água:
  - Se a afluência for baixa, o estoque de água permitirá um menor despacho termelétrico no futuro;
  - Se a afluência for alta, o estoque de água poderá ser excessivo, resultando em vertimento (perda de energia).

O problema do planejamento da operação para sistemas hidrotérmicos possui as seguintes características:

- Acoplamento Intertemporal: como visto no exemplo anterior, as decisões tomadas no presente têm consequências no futuro. A solução ótima é obtida minimizando-se o valor presente esperado do custo operativo do sistema ao longo do horizonte de planejamento;



- Natureza Estocástica: há incerteza a respeito das afluências futuras no momento em que a decisão operativa é tomada, pois há imprevisões em relação às precipitações;
- Acoplamento Espacial: como as usinas podem estar dispostas em cascata, a decisão de deplecionamento de uma usina a montante afeta a afluência total à usina a jusante;
- Custos Indiretos (Custos de Oportunidade) Associados à Geração Hidrelétrica: o custo da geração hidrelétrica pode ser medido em termos da economia resultante do custo de combustível das térmicas não despachadas ou déficits evitados devido a sua utilização;
- Competição entre os Objetivos: a máxima utilização da energia hidrelétrica disponível a cada etapa é a política mais econômica, pois minimiza os custos de combustível. Entretanto, esta política resulta em maiores riscos de déficits futuros. Por sua vez, a máxima confiabilidade de fornecimento é obtida conservando o nível dos reservatórios o mais elevado possível. Entretanto, isto leva a uma maior utilização de geração térmica, implicando em maiores riscos de vertimentos futuros e, portanto, perda de oportunidade de uso mais econômico dos recursos energéticos (MACEIRA *et al.*, 1993).

Como visto no item anterior, na tomada de decisão da operação de um sistema hidrotérmico deve-se comparar o benefício imediato do uso da água e o benefício futuro de seu armazenamento. O benefício do uso imediato da água pode ser representado através de uma função chamada Função de Custo Imediato (FCI), enquanto que o benefício de armazená-la no presente para o seu uso futuro pode ser representado através de uma Função de Custo Futuro (FCF). Estas duas funções estão ilustradas na Fig. 4.3.

O eixo das abscissas do gráfico representa o estoque restante armazenado nos reservatórios após o despacho das usinas hidrelétricas do sistema, e o eixo das ordenadas, representa o valor da FCF ou FCI, expresso em unidades monetárias.

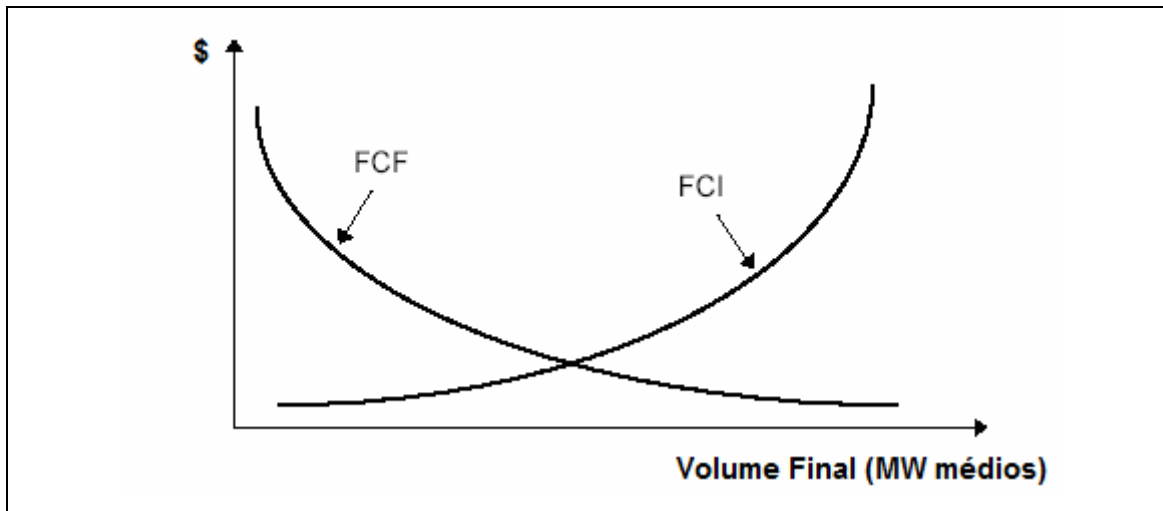


Fig. 4.3 – Custos Imediato e Futuro x Armazenamento

A FCI aumenta com o volume final armazenado nos reservatórios, porque a decisão de economizar água no presente está relacionada a um maior gasto com geração térmica no estágio atual para o atendimento à carga. Por outro lado, a FCF diminui com o volume final armazenado nos reservatórios, porque a decisão de economizar água no presente está relacionada a um menor uso de geração térmica no futuro.

O uso ótimo da água armazenada corresponde ao ponto que minimiza a soma do custo imediato e futuro. Como é mostrado na Fig. 4.4, 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 (Eq. 4.1). A derivada da FCF em relação ao estoque de água é conhecida como “valor da água”, ou “benefício marginal da oferta hídrica”.

$$\frac{\partial(\text{FCI} + \text{FCF})}{\partial V} = \frac{\partial \text{FCI}}{\partial V} + \frac{\partial \text{FCF}}{\partial V} = 0 \Rightarrow \frac{\partial \text{FCI}}{\partial V} = -\frac{\partial \text{FCF}}{\partial V} \quad \text{Eq. 4.1}$$

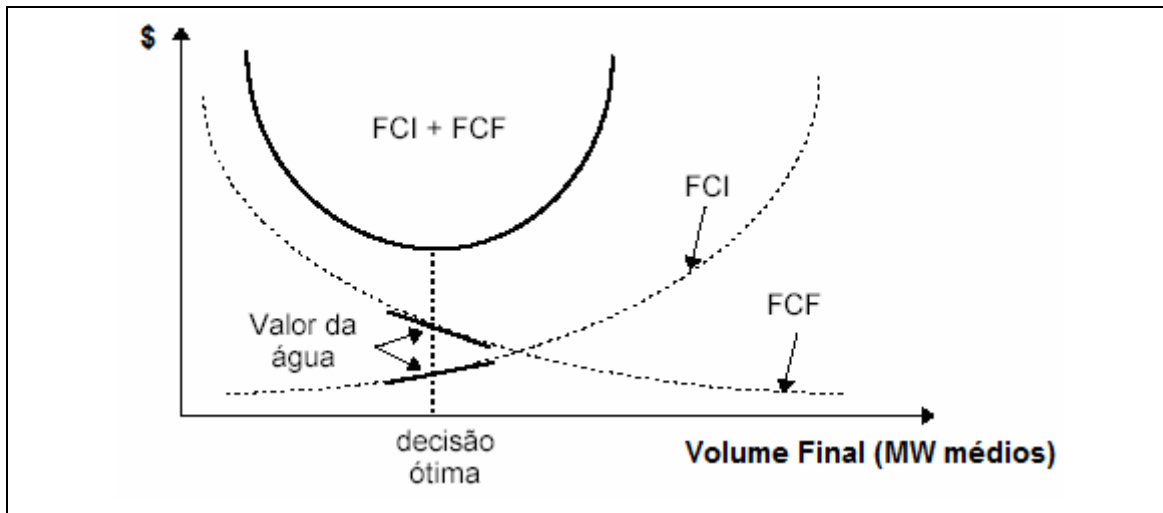


Fig. 4.4 - Uso Ótimo da Água

Vale ressaltar que a existência de interligações com os sistemas vizinhos permite uma redução dos custos de operação, através do intercâmbio de energia do subsistema onde o custo de operação é menor para os subsistemas com custo de operação maior e um aumento da confiabilidade de fornecimento, através da repartição das reservas.

O custo associado à geração hidrelétrica é o custo de oportunidade de uso do estoque de água, ou seja, é o custo da geração térmica e/ou déficit que se poderia substituir hoje ou no futuro. Este valor é resultante do processo de determinação da política ótima de operação, responsável pela construção da Função de Custo Futuro (FCF). Com este conceito, pode-se representar uma hidrelétrica como sendo uma "térmica" cujo "custo marginal de operação" é o simétrico do "valor da água". Entretanto, é importante observar que este valor não se mede de maneira isolada em cada usina, pois depende da operação conjunta do sistema. Em outras palavras, se a política ótima de operação hidrotérmica de cada usina hidrelétrica for calculada de maneira isolada, os intercâmbios de energia futuros, mesmo baseados nos valores da água de cada usina hidrelétrica, não resultam na operação mais econômica possível.

Dessa forma, para obter os ganhos operativos máximos de um sistema hidrotérmico interligado, é necessário calcular a política de operação e operar o sistema de maneira integrada, isto é, otimizando conjuntamente a operação de todos os subsistemas, com o objetivo de minimizar o custo total de operação do sistema.

## **4.2.4 MODELO DE PLANEJAMENTO ENERGÉTICO DE CURTO PRAZO**

A abordagem tradicional para resolução do problema de planejamento da operação (curto prazo) - cálculo da FCF - é a Programação Dinâmica Estocástica. Esta técnica necessita da discretização do espaço de estados, representado pelos níveis de armazenamento iniciais e as energias afluentes dos meses passados, o que torna o problema da determinação da operação ótima do sistema rapidamente inviável do ponto de vista computacional. Esta limitação pode impor simplificações do tipo: não representação explícita do intercâmbio entre subsistemas, dificuldades de representação individualizada das usinas e a necessidade de modelar as energias afluentes por um modelo autorregressivo mensal de ordem baixa, como um modelo de ordem 1 (ELETROBRÁS, 1985), ou seja, a afluência de um período é dada em função apenas da afluência do período anterior. As séries de afluições do Brasil apresentam secas de longa duração, de três a cinco anos. Modelos estocásticos, como o AR(1), autorregressivo de ordem um, não conseguem reproduzir tais secas e a política de operação resultante mostra-se muito otimista, onde as secas de longa duração são eventos de baixa probabilidade (KELMAN, PEREIRA, 1977).

Nesse sentido, a técnica de Programação Dinâmica Dual Estocástica – PDDE (PEREIRA, 1989), que alivia os problemas de dimensionalidade associados à discretização do espaço de estados, viabiliza a obtenção da estratégia ótima de operação para sistemas hidrotérmicos interligados. O CEPEL desenvolveu um modelo para o planejamento da operação do sistema elétrico brasileiro, baseado em PDDE: o modelo NEWAVE, que considera uma representação agregada do parque hidroelétrico.

Tal modelo pode considerar vários subsistemas interligados, permite a representação estática ou dinâmica da configuração do sistema, discretização da carga própria em até três patamares (por exemplo, pesada, média e leve), representação dos cortes no suprimento do mercado de energia elétrica em até quatro patamares de déficit, além da consideração de diversos cenários de energias afluentes, obtidos através de um modelo autorregressivo periódico de ordem variável  $p$ , PAR( $p$ ) (MACEIRA, MERCIO, 1997), que modela a afluência de um mês como sendo função das afluições dos  $p$  meses

anteriores. Através do uso do PAR(p), secas de longa persistência são capazes de serem reproduzidas.

Basicamente, o NEWAVE é composto pelos seguintes módulos:

1. *Montagem do Sistema Equivalente* – Calcula os subsistemas equivalentes de energia a partir de uma configuração definida nos dados de entrada. Cada subsistema é definido por: energias armazenáveis máximas, séries históricas de energias controláveis e energias fio d'água, parábolas de energia de vazão mínima, energia evaporada, capacidade de turbinamento, correção da energia controlável em função do armazenamento, perdas por limite de turbinamento nas usinas fio d'água, dentre outras.
2. *Inferência do Modelo Estocástico das Energias Afluentes* - Estima os parâmetros do modelo estocástico, PAR(p), e gera séries sintéticas de energias naturais afluentes que são utilizadas no módulo de cálculo da política de operação hidrotérmica e para geração de séries sintéticas de energias afluentes para análise de desempenho no módulo de simulação da operação.
3. *Cálculo da Política de Operação Hidrotérmica* - Determina a política de operação mais econômica para os subsistemas equivalentes, baseado em PDDE, levando em conta as incertezas nas afluências futuras e os patamares de carga própria e déficit; e calcula a Função de Custo Futuro.
4. *Simulação da Operação* - Simula a operação do sistema ao longo do período de planejamento, para distintos cenários de sequências hidrológicas. Calcula índices de desempenho, tais como o custo esperado de operação, o risco e profundidade de déficit, a distribuição de frequências dos custos marginais, intercâmbios de energia, gerações hidráulicas e térmicas.

## **4.2.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS**

O modelo de planejamento da operação é bastante complexo, incorporando as principais características dos recursos energéticos, onde a decisão sobre a configuração ótima do sistema através da construção de novos projetos de geração e transmissão já foi tomada pelo planejamento da expansão. Portanto, a sua utilização para execução do

planejamento energético da expansão de médio prazo está vinculada à consideração externa pelo planejador de uma variável adicional, o custo de investimento.

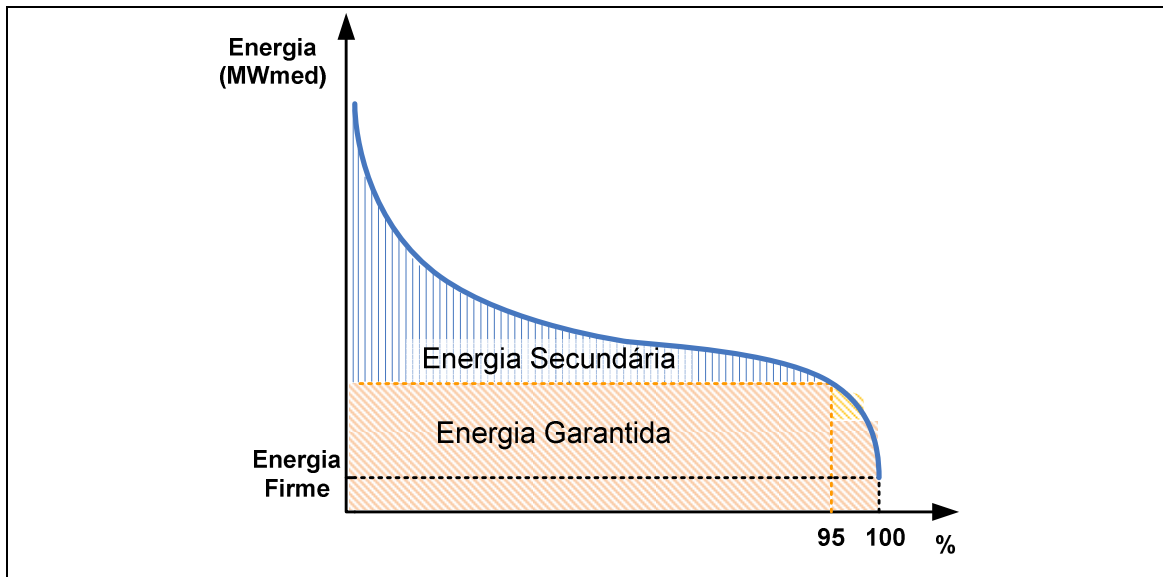
## **5 PROPOSTA DE METODOLOGIA DE PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO**

### **5.1 BENEFÍCIO ENERGÉTICO DA EXPANSÃO DA CAPACIDADE DE PRODUÇÃO**

A metodologia proposta explora a análise da distribuição de probabilidades da oferta de energia, indicando, em função da sua transformação, o benefício energético decorrente da expansão do sistema através da adição de projetos hidrelétricos a fio d'água, hidrelétricos controláveis, termelétricos e da capacidade de intercâmbio entre subsistemas com complementaridade hidrológica. Dada a expansão da capacidade de produção, portanto, a curva de distribuição de probabilidade se caracteriza fundamentalmente por três tipos de comportamento descritos nesta seção, são eles: achatamento, ampliação vertical e translação vertical.

#### **5.1.1 BENEFÍCIO ENERGÉTICO DA EXPANSÃO DA CAPACIDADE DE PRODUÇÃO HIDRELÉTRICA**

A capacidade de produção hidrelétrica é incerta, devido à aleatoriedade da afluência. Consequentemente, a redução do custo de operação pela adição de empreendimentos hidrelétricos também é incerta.



**Fig. 5.1 – Energia Firme, Garantida e Secundária**

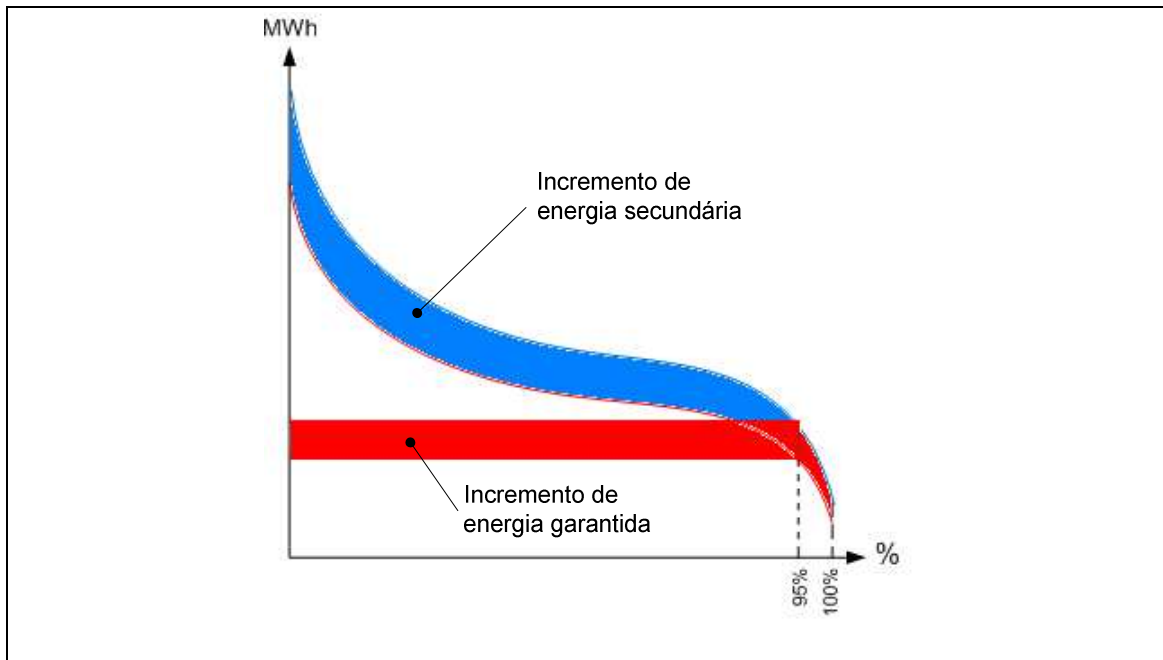
A Fig. 5.1 indica as principais métricas de capacidade de geração hidrelétrica:

- Energia Firme ( $E_{100\%}$ ): é o maior valor possível de energia capaz de ser produzida continuamente em todos os cenários hidrológicos;
- Energia "Garantida" ( $E_{95\%}$ ): é o maior valor de energia capaz de ser produzida em 95% dos cenários hidrológicos;
- Energia Secundária: é a produção hidrelétrica acima da “energia garantida”.

O aumento da capacidade de produção hidrelétrica decorre do incremento da produtividade e/ou da regularização da afluência hídrica.

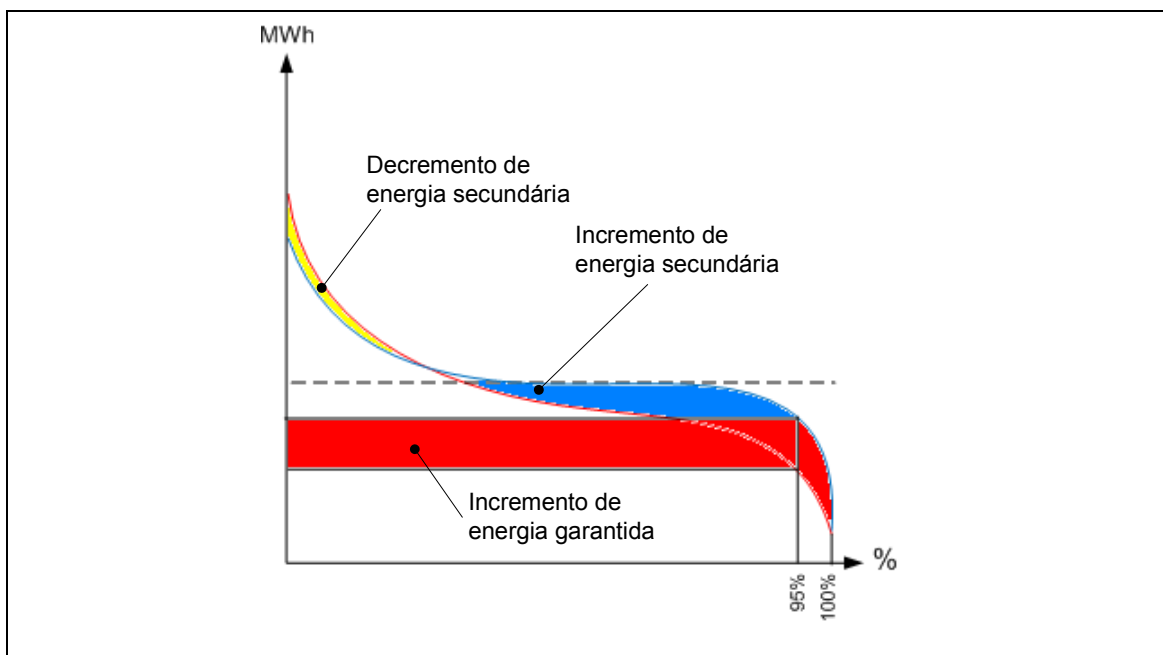
O incremento da produtividade implica numa ampliação vertical da curva de produtividade (aumento da média, da variância e da assimetria positiva), como ilustrado na Fig. 5.2.





**Fig. 5.2 – Expansão da Produtividade Hidrelétrica**

Um incremento puramente da capacidade de regularização implica em um achatamento (redução da variância e da assimetria) da curva de produção hidrelétrica, com manutenção do valor médio, como mostrado na Fig. 5.3.



**Fig. 5.3 – Expansão da Capacidade de Regularização da Afluência**

Os incrementos de produtividade e regularização podem ser decorrentes da adição de geração hidrelétrica controlável (com reservatório de regularização<sup>15</sup>) ou a fio d'água e de capacidade de intercâmbio entre subsistemas com regimes hidrológicos total ou parcialmente complementares.

Vale notar que devido à complementaridade hidrológica, mesmo a adição de uma hidrelétrica a fio d'água pode trazer um aumento da capacidade de regularização, dada a existência de reservatórios de acumulação a montante.

### **5.1.2 BENEFÍCIO ENERGÉTICO DA EXPANSÃO DA CAPACIDADE DE PRODUÇÃO TERMELÉTRICA COMPLEMENTAR**

A energia termelétrica complementar é produzida pela geração termelétrica flexível<sup>16</sup>, que é despachada quando o “custo marginal de operação” (CMO) do seu subsistema é maior ou igual ao respectivo custo operativo (“custo variável unitário” – CVU), ou seja, a condição de despacho é expressa pela desigualdade  $CMO \geq CVU$ .

A complementação termelétrica ideal é a que acompanha a curva de geração hidrelétrica, completando a produção hidrelétrica (energia secundária), como é mostrado na Fig. 5.4

---

<sup>15</sup> A rigor, todos os empreendimentos hidrelétricos, controláveis ou a fio d'água, possuem reservatório. Classificamos como empreendimentos “controláveis”, ou “com capacidade de regularização”, aqueles cujo esvaziamento total do reservatório levaria mais de um mês.

<sup>16</sup> A geração termelétrica inflexível, obrigatória, é posicionada na base da curva de distribuição de probabilidade da capacidade de produção, contribuindo para o incremento da energia “garantida”.

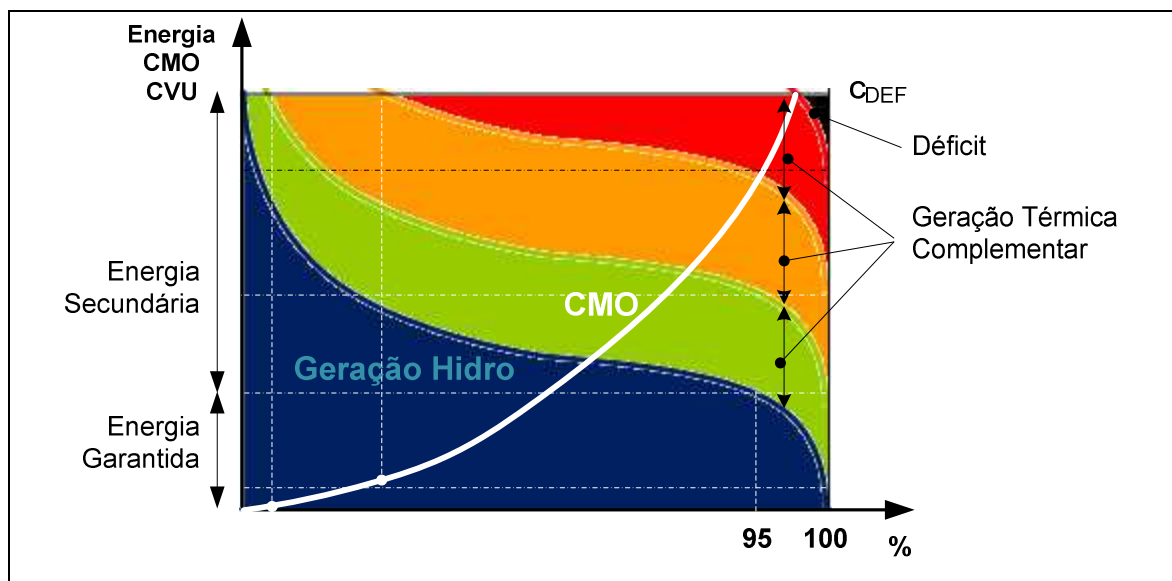


Fig. 5.4 – Complementação Hidrotérmica Ideal

A Fig. 5.4 mostra que a adição de geração termelétrica complementar desloca (translada) verticalmente a curva de permanência da produção hidrotérmica, sendo que o valor do deslocamento é correspondente à potência da geração termelétrica adicionada<sup>17</sup>, sendo cada termelétrica representada por uma faixa colorida e o respectivo CVU igual ao valor do CMO em que ela é despachada (interseção da linha tracejada correspondente com a curva do CMO). O fator de capacidade (FC) de cada geração termelétrica é igual à razão entre a sua produção e a sua capacidade, sendo graficamente igual à razão entre a área da faixa correspondente e a área do retângulo de mesma altura e comprimento à base do gráfico (0 a 100%).

Contudo, como apresentado na seção 2.1.4, os combustíveis adequados para geração termelétrica flexível, disponíveis no Brasil, se resumem, praticamente, ao gás natural comprimido (GN) e liquefeito (GNL) e ao óleo combustível (OC), sendo que o suprimento deste último é sujeito a restrições de logística.

Assim, neste trabalho, será considerado que a expansão termelétrica complementar será feita somente a GN, como mostrado na Fig. 5.5.

<sup>17</sup> A geração despachada é igual à respectiva potência disponível, exceto no caso da termelétrica marginal (última despachada), cuja geração apenas completa a demanda.

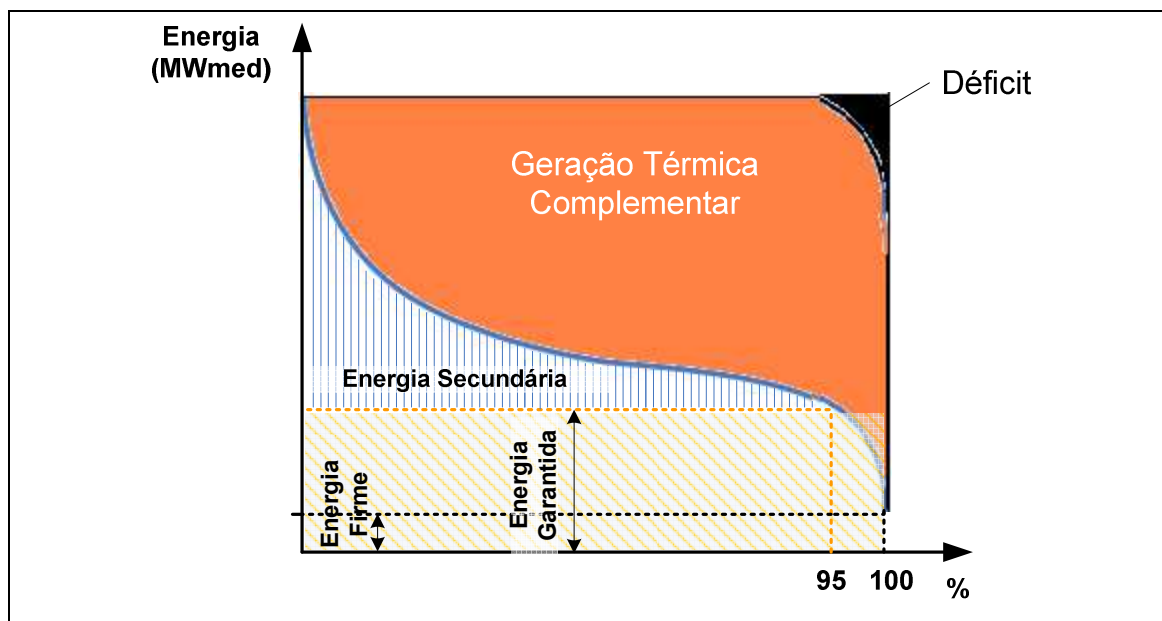


Fig. 5.5 – Complementação Hidrotérmica

## 5.2 CRITÉRIOS DE EXPANSÃO DA CAPACIDADE DE PRODUÇÃO

Na metodologia proposta, o planejamento da expansão da capacidade de produção do sistema deve atender a dois objetivos, simultaneamente:

- Segurança Energética: o risco de déficit de energia deve ser limitado a um valor aceitável, o qual, segundo a resolução CNPE 001/2004, é de 5% para qualquer déficit;
- Economicidade: o custo total de suprimento (soma do custo de investimento e do custo de operação) deve ser o menor possível.

Os subitens abaixo discutem a aplicação destes critérios.

### 5.2.1 SEGURANÇA ENERGÉTICA

Como mostrado anteriormente, a capacidade de produção de um sistema hidrotérmico é incerta, sendo definida como “energia garantida” a capacidade esperada de produção em 95% dos cenários hidrológicos ( $E_{95\%}$ ).

Considerando a restrição de risco de déficit limitado a 5%, a oferta de energia garantida ( $E_{95\%}$ ) deve ser sempre maior ou igual à carga ( $D$ ) de forma a manter o mercado em equilíbrio estático, como expresso na Eq. 5.1.

$$E_{95\%}(t) \geq D_t \quad \text{Eq. 5.1}$$

- $E_{95\%}(t)$  {MW médios}: energia garantida do sistema, no período “t”
- $D_t$  {MW médios}: carga, no período “t”

Portanto, o prazo final ( $T$ ) para um investimento na expansão da capacidade de produção é determinado pela necessidade da manutenção do equilíbrio estático do mercado, como mostrado na Eq. 5.2.

$$T = \{t \mid E_{95\%}(t) + \Delta E_{95\%} \geq D_t\} \quad \text{Eq. 5.2}$$

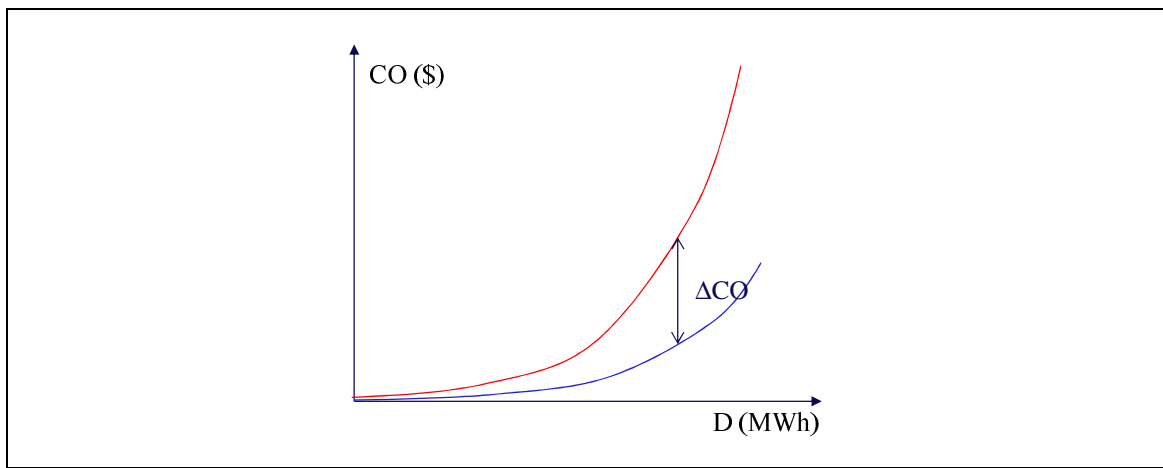
- $T$ : prazo final para inclusão do investimento que irá agregar a energia garantida necessária para a manutenção do equilíbrio estático do mercado.
- $E_{95\%}(t)$  {MW médios}: energia garantida do sistema, no período “t”, antes da expansão  $\rightarrow E_{95\%}(t) < D_t$
- $\Delta E_{95\%}$  {MW médio}: incremento de energia garantida devido à expansão
- $D_t$  {MW médios}: carga, no período “t”

## 5.2.2 ECONOMICIDADE

O custo de operação, em cada instante de tempo, de um sistema hidrotérmico com reservatórios é composto pela soma do custo da geração termelétrica despachada (e do eventual déficit) no período corrente, com o valor presente esperado do custo de operação futuro (próximos períodos até o final do horizonte de planejamento).

Um incremento da demanda implica no aumento do custo de operação<sup>18</sup>, seja pelo incremento do despacho térmico (ou da probabilidade e profundidade dos déficits) no período corrente e/ou pelo incremento do despacho hidrelétrico, que implica no aumento do custo da operação futura, pelo aumento da probabilidade de menores estoques de água no futuro e, conseqüentemente, no aumento da probabilidade de maiores despachos termelétricos (ou déficits) no futuro.

Por outro lado, um incremento da capacidade de produção reduz o custo de operação, como ilustrado na Fig. 1.3, rerepresentada abaixo.



**Fig. 1.3 – Redução do Custo Operação pela Expansão da Capacidade (reapresentação)**

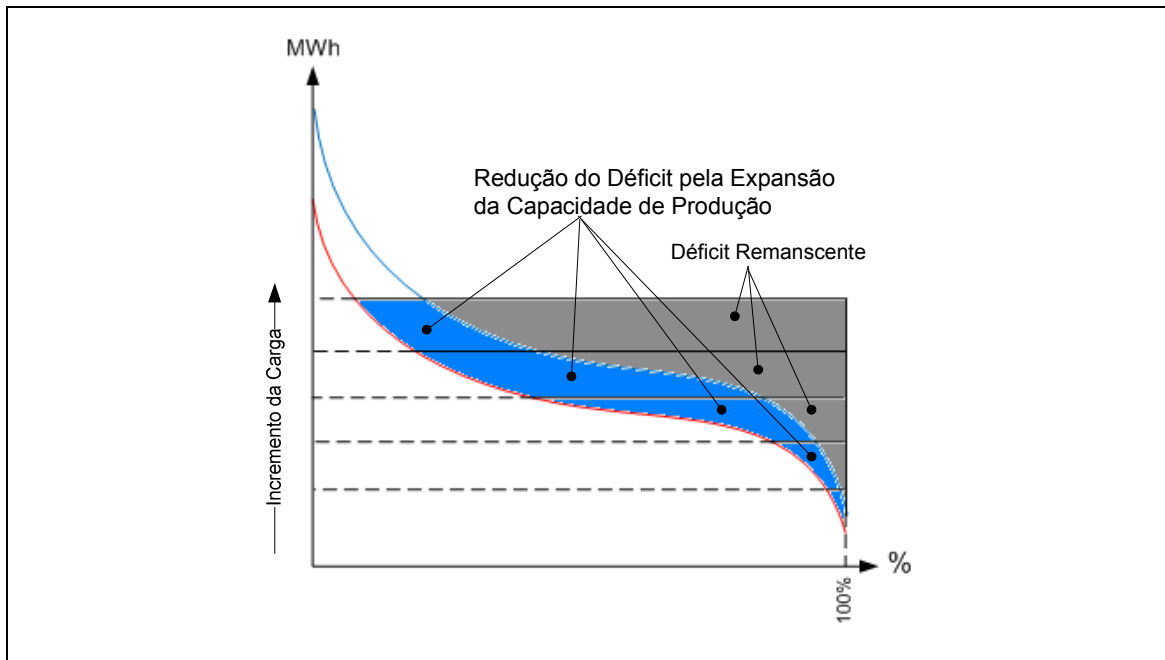
- O incremento da capacidade de geração hidrelétrica implica no incremento do valor energético (produtividade) da água e, conseqüentemente, em utilizar menos água, deplecionando menos os reservatórios, para atender a mesma carga, reduzindo o custo da operação futura;
- O incremento da capacidade de geração termelétrica reduz o despacho de geração termelétrica (ou o déficit) de maior custo;
- O incremento da capacidade de armazenamento aumenta a capacidade de regularização da afluência e, conseqüentemente, a probabilidade de haver estoques maiores de água, o que reduz o valor esperado do custo da operação futura;

---

<sup>18</sup> A menos que esteja ocorrendo vertimento de água que ainda poderia ser turbinada (“vertimento turbinável”) no próprio subsistema ou em outros subsistemas, mas, neste caso, se ainda houver capacidade de intercâmbio.

- O incremento da capacidade de transmissão possibilita a exportação de energia de um subsistema com mais disponibilidade hidroenergética ou geração termelétrica de menor custo para outro subsistema.

A Fig. 5.6 abaixo ilustra a redução do valor esperado do déficit pela expansão da capacidade de produção hidrelétrica.

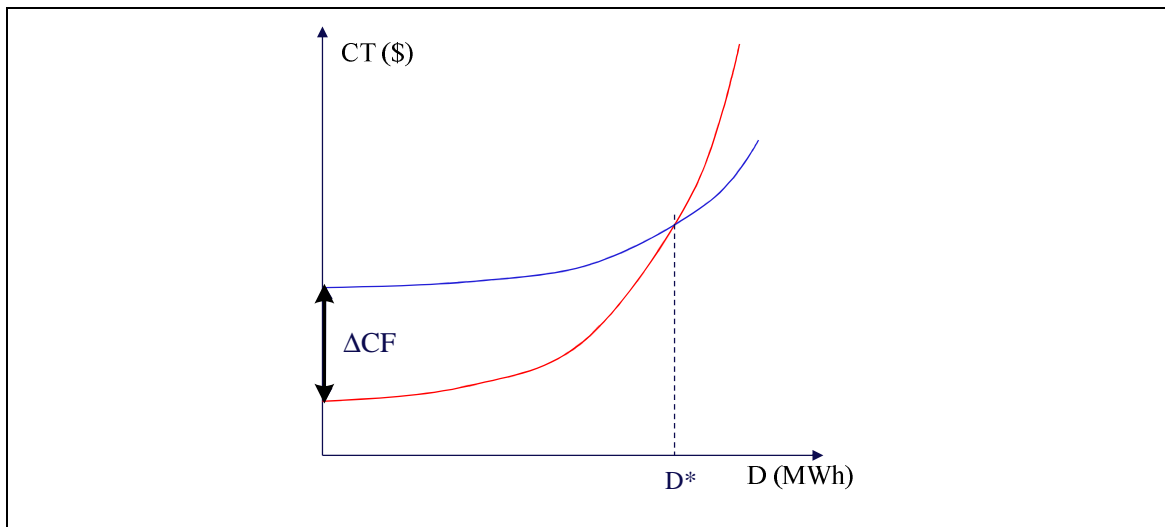


**Fig. 5.6 – Decremento do E{Déficit} pela Expansão da Capacidade Hidrelétrica**

Por outro lado, a expansão da capacidade do sistema (geração e/ou transmissão) requer investimento, ou seja, implica no aumento do custo fixo ( $\Delta CF$ ). Assim, a expansão só é economicamente viável, se a redução no custo de operação ( $\Delta CO$ ), que ela proporcionar, for maior ou igual ao investimento (incremento do custo fixo) que ela requereu.

Viabilidade Econômica da Expansão:  $\Delta CF \leq \Delta CO$

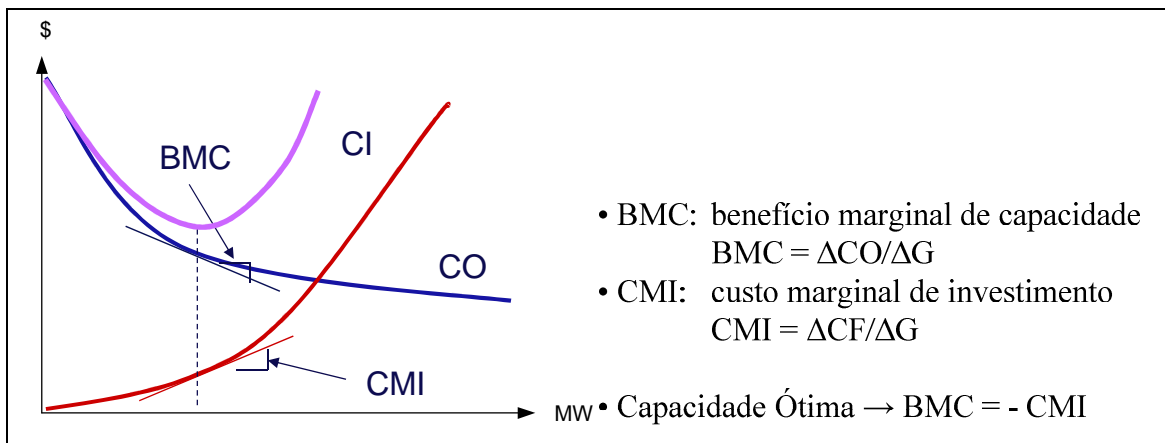
A Fig. 5.7 mostra que a expansão pretendida só seria viável a partir da demanda  $D^*$ .



**Fig. 5.7 – Viabilidade Econômica da Expansão**

A capacidade do sistema deve ser aumentada enquanto o decremento do custo de operação ( $\Delta CO$ ) for maior do que o incremento do custo fixo ( $\Delta CF$ ). Portanto, a expansão é ótima quando o decremento marginal do custo de operação (benefício marginal da capacidade) for igual ao incremento marginal do custo fixo (custo marginal de investimento), como representado na Fig. 5.8.

Expansão ótima (máxima)  $\rightarrow \Delta CF/\Delta G = \Delta CO/\Delta G$

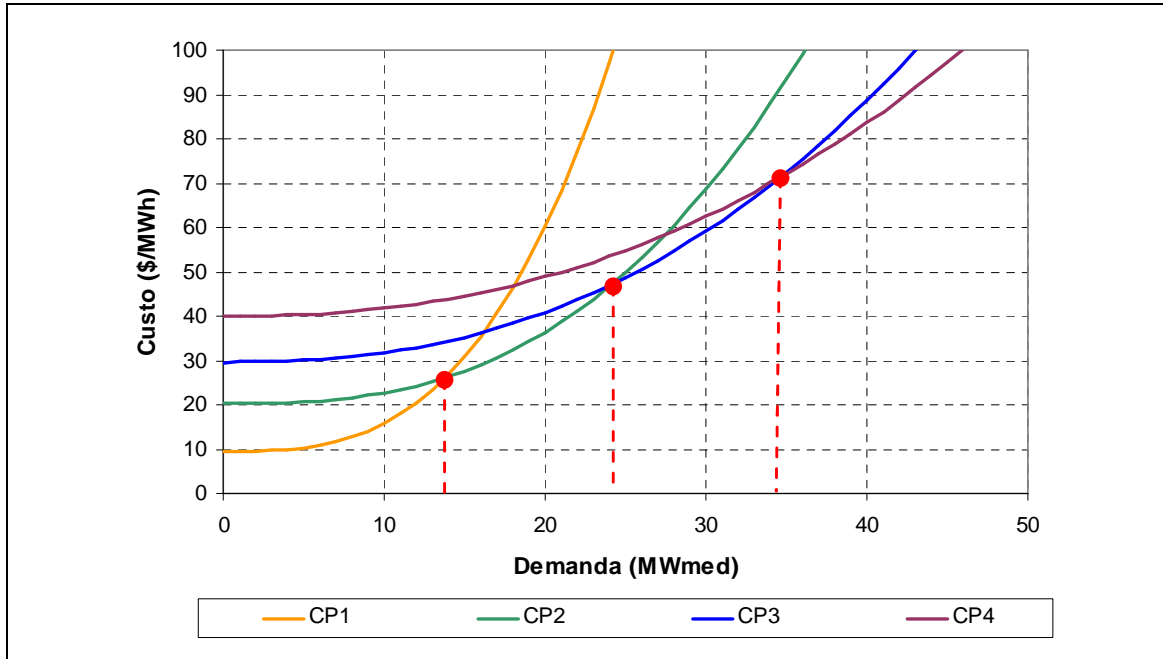


**Fig. 5.8 – Otimalidade da Expansão**

Na realidade, o incremento de capacidade não é feito continuamente, porém discretamente (em degraus), ou seja, o custo de investimento não é uma função contínua da capacidade, o que impede o cálculo dos benefícios e custos marginais indicados na Fig. 5.8, conforme explicado anteriormente na seção 3.1.



Assim, o critério de otimalidade da expansão é o de “igualdade” entre o decremento do custo de operação e o incremento do custo fixo, ou seja, a expansão é ótima nos pontos em que a curva de custo total (custo fixo e custo de operação) na configuração original cruza a curva de custo total na nova configuração, para uma dada demanda, como indicado na Fig. 5.9.



**Fig. 5.9 – Expansão Ótima de Forma Discreta (em Degraus)**

O critério econômico da expansão discreta é, então, o da igualdade entre o decremento do custo variável ( $\Delta CV$ ) – custo de operação – e o incremento do custo fixo, ou seja, o investimento ( $I$ ) realizado. Destarte, nesta condição, o valor presente líquido (VPL) do investimento é nulo, conforme mostrado na Eq. 5.3.

$$VPL(D^*) = \Delta CV(D^*) - I = 0$$

Eq. 5.3

$$\Delta CV(D) = CV_0(D) - CV(D)$$

- $CV_0(D)$ : valor presente do custo variável (operação) para atendimento à carga “D” na configuração original
- $CV(D)$ : valor presente do custo variável (operação) para atendimento à carga “D” na configuração expandida
- $I$ : valor presente do investimento
- $D^*$ : carga que justifica a expansão

O valor da carga ( $D^*$ ) que justifica a expansão pode ser diferente do valor de energia garantida ( $E_{95\%}$ ) da configuração expandida, uma vez que o valor do custo de déficit ( $C_{DEF}$ ) que valora o benefício da expansão é definido exogenamente ("custo social" do déficit).

Se a carga ótima do ponto de vista econômico for superior ao da energia garantida ( $D^* > D_{95\%}$ ) indica que o custo de déficit é maior do que o necessário para justificar socialmente a expansão. O contrário também é verdade, ou seja, se a carga ótima, do ponto de vista econômico, for inferior ao da energia garantida ( $D^* < D_{95\%}$ ) indica que o custo de déficit social é menor do que o necessário para a expansão socialmente justificável.

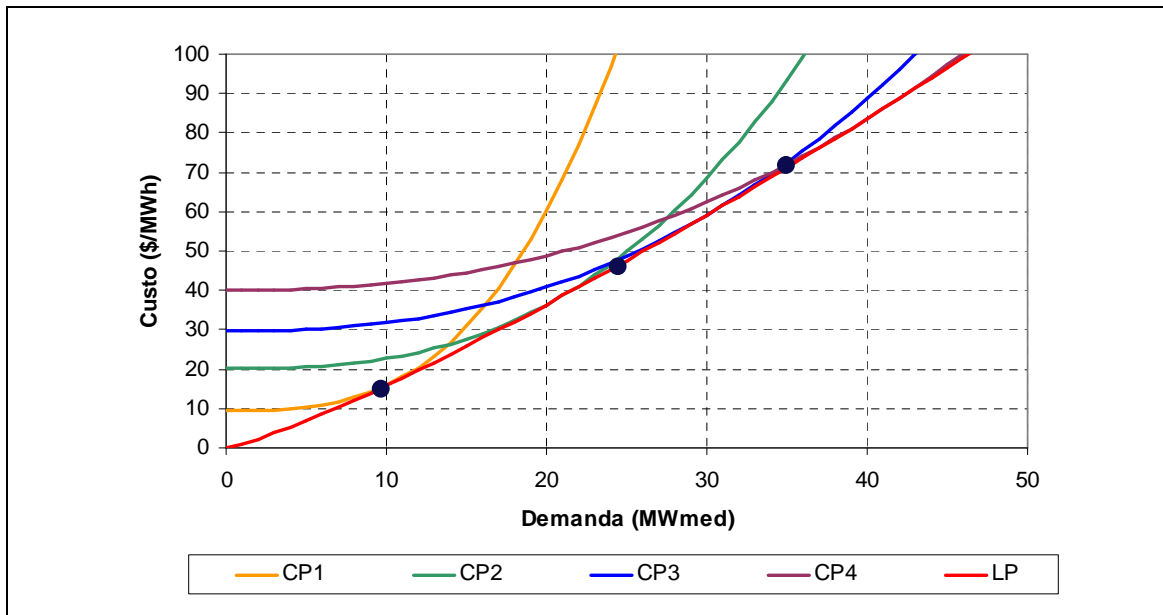
A diferença entre a carga que justifica expansão econômica ( $D^*$ ) e a carga que justifica a expansão social ( $D_{95\%}$ ) cria uma dificuldade para a contratação da expansão, pois o marco regulatório vigente<sup>19</sup> do mercado brasileiro de energia elétrica obriga à cobertura contratual da carga e exige dos contratos um lastro físico baseado na garantia física, que no conceito utilizado neste trabalho, foi considerado energia garantida.

Se fosse possível expandir a capacidade do sistema continuamente, a curva do custo total de um sistema com expansão contínua (custo total de longo prazo - LP) em função da demanda seria uma curva que passaria pela origem (não haveria custo fixo inicial, pois não haveria sistema para demanda nula) e seria tangente às curvas de custo total de curto prazo (CP) para cada configuração fixa.

O ponto de tangência – Fig. 5.10 – entre a curva de custo total de longo prazo (LP), na qual o sistema tem a configuração ótima para atender a cada demanda, e cada curva de custo total de curto prazo (CP), na qual o sistema tem uma determinada configuração fixa, indica qual é a demanda para a qual aquela configuração fixa é ótima.

---

<sup>19</sup> Lei 10848/2004 e Decreto 5163/2004.



**Fig. 5.10 – Expansão Ótima Contínua x Discreta**

Nos pontos de tangência entre a curva LP e cada curva CP, a derivada da curva LP em relação à demanda ( $\partial CT_{LP}/\partial D$ ) é, por definição, igual à derivada à curva de CP ( $\partial CT_{CP}/\partial D$ ) que ela estiver tocando:  $\partial CT_{LP}/\partial D = \partial CT_{CP}/\partial D$ .

A derivada da curva LP em relação à demanda ( $\partial CT_{LP}/\partial D$ ) é o chamado “custo marginal de expansão” (CME), enquanto que a derivada da curva CP em relação à demanda ( $\partial CT_{CP}/\partial D$ ) é o conhecido “custo marginal de operação” (CMO), daí o conhecido critério de expansão ótima (supondo que ela pudesse ser contínua),  $CME = CMO$ .

Entretanto, assumir que a expansão é contínua não é uma hipótese realista, como apontam Andersson & Bohman (1985), devido às indivisibilidades das usinas de geração de energia. Assim, o problema de minimização de custo total (operação e investimento) a ser resolvido pelo planejador do sistema pode resultar em soluções com excesso de oferta ou de demanda.

A alternativa proposta neste trabalho visa incorporar esta equivalência entre os custos marginais de curto (operação) e longo (expansão) prazos externamente à solução do problema de planejamento da operação buscada através de um algoritmo de programação linear, considerando para isso, uma variável adicional, o custo de investimento.

### 5.2.3 COMPARAÇÃO ENTRE ALTERNATIVAS DE EXPANSÃO

A comparação entre investimentos deve ser feita com base na razão (Y) – Eq. 5.4 – entre o incremento de custo ( $\Delta C$ ) e o incremento de energia ( $\Delta E$ ) que a expansão proporciona:

$$Y = \Delta C / \Delta E = [C(E^*) - C_0(E_0^*)] / \Delta E = [I + CO(E^*) - CO_0(E_0^*)] / (E^* - E_0^*) \quad \text{Eq. 5.4}$$

- $E_0^*$ : carga original
- $E^*$ : carga que justifica a expansão
- $CO_0(E_0^*)$ : valor presente do custo variável (operação) para atendimento à carga “ $E_0^*$ ” na configuração original
- $CO(E^*)$ : valor presente do custo variável (operação) para atendimento à carga “ $E^*$ ” na configuração expandida
- I: valor presente do investimento

A adição de um novo projeto ocorre no instante em que o incremento de energia ( $\Delta E$ ) que ele proporciona é suficiente para atender a uma demanda adicional. Assim, conforme ilustrado na Fig. 6.19, para atender uma carga  $E^*$  foi necessário um investimento adicional I, além de um investimento inicial  $I_0$  e de um custo variável associado a operação do sistema expandido  $CO(E^*)$ . Já para atender uma carga inicial  $E_0$ , os gastos do sistema incluem o investimento inicial  $I_0$  e o custo variável nesta configuração  $CO_0(E_0^*)$ . A diferença entre estas duas parcelas é o incremento do custo ( $\Delta C$ ) resultante da inclusão de um novo projeto à configuração inicial do sistema. A razão Y é, então, a razão entre o  $\Delta C$  e o incremento de energia ( $\Delta E$ ) que atende a carga crítica  $E^*$ , ótima do ponto de vista econômico.

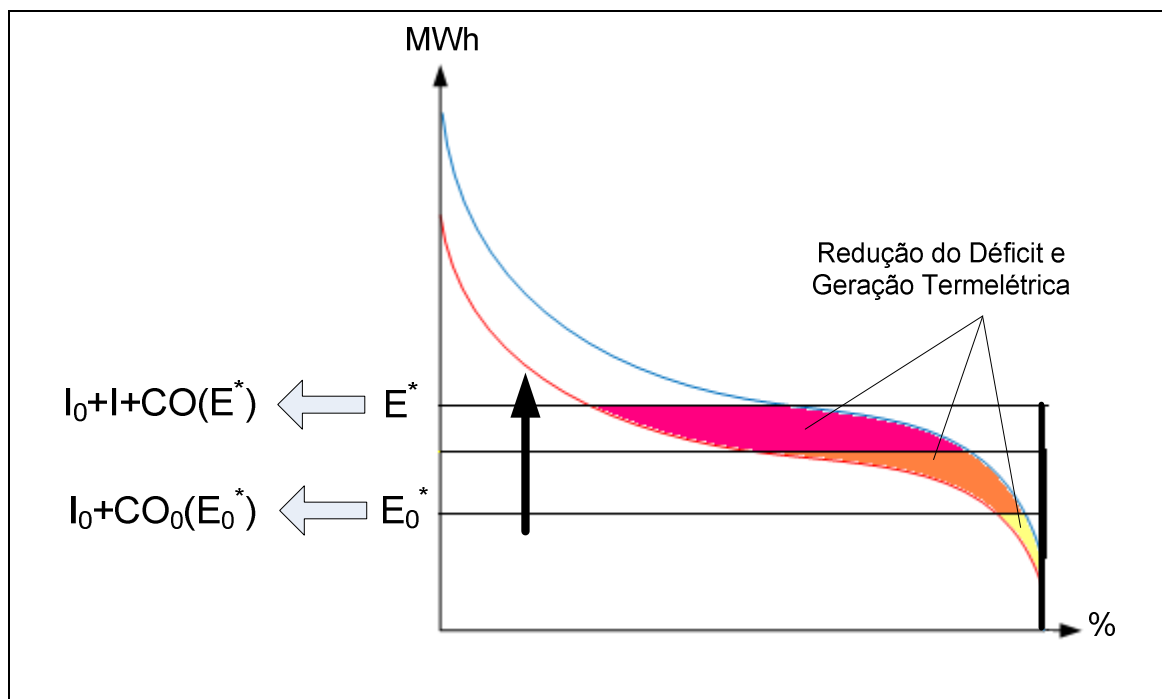


Fig. 5.11 – Comparação entre Investimentos: Razão  $Y = \Delta C / \Delta E$

A carga ótima da configuração original ( $E_0^*$ ), segundo o critério econômico, é estimada retirando um projeto da configuração original (caso base) e comparando o benefício econômico daquele projeto com o seu investimento, ou seja, o valor de  $E_0^*$  é determinado da mesma forma que  $E^*$ , porém analisando um projeto da configuração existente. Dado que a composição da configuração original - existente - não obedeceu aos critérios de expansão da geração definidos neste trabalho e não se conhece o último projeto - mais recente - incluído à configuração, esta foi a alternativa encontrada para o cálculo da carga ótima ( $E_0^*$ ).

Na análise das alternativas de capacidade hidrelétrica deve-se considerar a necessidade / possibilidade de expansão da capacidade de transmissão entre subsistemas, uma vez que a maior capacidade de intercâmbio pode proporcionar ganhos econômicos e energéticos significativos. O custo da expansão da transmissão deve, em uma primeira aproximação, ser adicionado ao investimento em geração na proporção do seu ganho de benefício energético, em relação ao ganho de benefício energético do sistema.

Deve-se observar que o benefício econômico e energético proporcionado por cada investimento é alterado a cada incremento de capacidade do sistema.

## 5.3 AVALIAÇÃO DO BENEFÍCIO ECONÔMICO DA EXPANSÃO

O benefício econômico da expansão da capacidade do sistema deve ser avaliado ao longo de toda a vida útil dos equipamentos e circuitos adicionados.

A vida útil dos empreendimentos de geração (25 anos para termelétricas, 50 anos para hidrelétricas) e transmissão (20 anos) é maior do que o horizonte do planejamento de expansão de médio prazo (10 a 15 anos). Portanto, somente parte da vida útil dos equipamentos e circuitos adicionados ocorrerá dentro deste horizonte.

A condição de contorno do planejamento é que, após o final do horizonte, a oferta (configuração de geração e transmissão) e a demanda (carga) estarão fixas (estáticas). Nesta situação, o sistema entrará em regime permanente (*steady state*), caracterizado pelo estacionamento da distribuição anual de todas as variáveis energéticas do sistema, como por exemplo, a produção hidrelétrica.

Assim, o valor presente do custo de operação em cada cenário pode ser estimado supondo a reprodução perpétua do custo de operação obtido pela simulação estática da operação do sistema na configuração do final do horizonte de planejamento, conforme apresentado na Eq. 5.5.

$$VP(CO) = E\{\sum_t CO_{t,i} / (1 + r)^t + CO_{T,i} / r (1+r)^T\} \quad \text{Eq. 5.5}$$

- $VP(CO)$  {\$}: valor presente do custo de operação
- $CO_{t,i}$  {\$}: valor do custo de operação no cenário "i" no período "t", dentro do horizonte de planejamento (simulação dinâmica da operação, com a carga e a configuração em evolução)
- $CO_{T,i}$  {\$}: valor do custo de operação no cenário "i" após o final do horizonte do planejamento (simulação estática da operação, em regime permanente)
- $r$  {% ao mês, ou ao ano}: taxa de desconto

Para comparar alternativas de expansão da capacidade do sistema com vida útil de diferentes durações é necessário calcular o fluxo de caixa periódico (p.ex. mensal ou

anual) equivalente, utilizando a conhecida expressão – Eq. 5.6 – de cálculo da anuidade financeira:

$$R_i = \frac{VP(R) r (1+r)^U}{(1+r)^U - 1} \quad \text{Eq. 5.6}$$

- $R_i$  { \$ }: valor (mensal ou anual) do fluxo de caixa periódico equivalente, cujo valor presente é igual ao valor presente do fluxo de caixa original
- $VP(R)$  { \$ }: valor presente do fluxo de caixa original
- $r$  { % ao mês, ou ao ano }: taxa de desconto referente à duração periódica do fluxo de caixa (p.ex., mensal ou anual)
- $U$  { meses ou anos }: vida útil, expressa em termos da duração periódica do fluxo de caixa

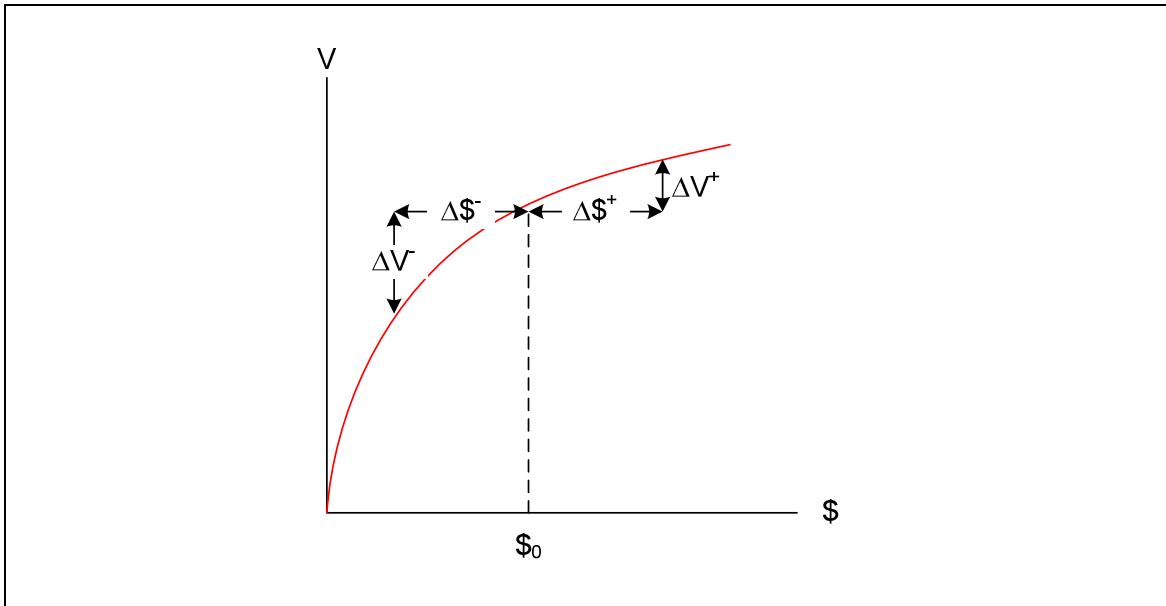
## 5.4 PLANEJAMENTO SOB INCERTEZA

A aleatoriedade dos cenários de afluência se reflete nos custos de operação e, conseqüentemente, no benefício operativo da expansão, tornando o planejamento da expansão um problema de decisão (investimento) sob incerteza.

A solução usual do problema de decisão de investimento sob incerteza é avaliar o valor esperado do VPL do investimento.

No entanto ao adotar o valor médio do VPL como critério de decisão sob incerteza, o planejador atribui o mesmo peso aos cenários acima e abaixo do valor médio, adotando uma atitude de “neutralidade ao risco”. Contudo, na realidade, os agentes econômicos são, tipicamente, “avessos ao risco”, isto é, dão mais valor às perdas do que aos ganhos de mesmo valor monetário.

A atitude dos agentes econômicos frente ao risco pode ser representada matematicamente através de uma “função utilidade”, que representa o “peso” (“utilidade”) atribuído aos possíveis resultados da decisão. A Fig. 5.12, abaixo, ilustra a “função utilidade” que representa a aversão ao risco, na qual se pode verificar que o incremento de “utilidade” ( $\Delta V^+$ ) decorrente de um ganho econômico ( $\Delta \$^+$ ) é menor do que o decremento de “utilidade” ( $\Delta V^-$ ) decorrente de uma perda econômica ( $\Delta \$^-$ ) de mesma magnitude.



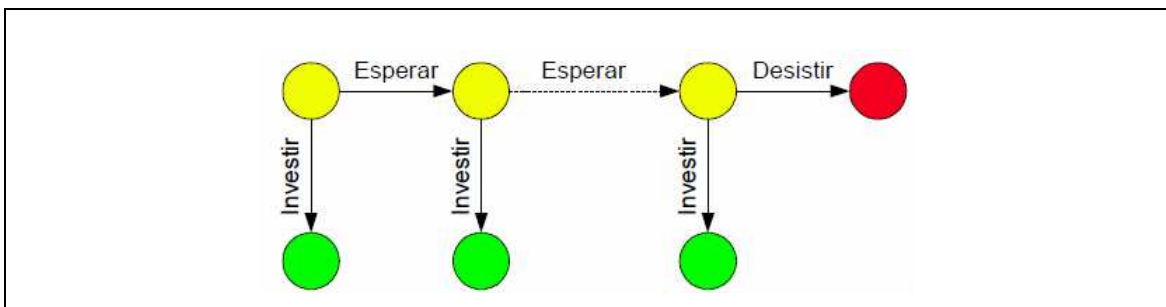
**Fig. 5.12 – Função Utilidade de Aversão ao Risco**

Assim, em tese, para considerar a “aversão ao risco” o planejador deveria buscar maximizar o valor esperado da “utilidade”<sup>20</sup> do VPL dos investimentos “ $E\{U(VPL)\}$ ”.

Contudo a definição de uma “função utilidade” envolve a definição de preferências subjetivas, cuja quantificação é difícil, ou mesmo impossível.

Existem métodos e heurísticas de decisão sob incerteza e métricas de avaliação de risco que podem ser utilizados pelo planejador, dentre os quais destacam-se os seguintes:

- **Análise de Opções Reais:** considera o investimento como “opção” e não uma “determinação” (DIXIT, 1994, GOMES, 2002). Na análise de investimentos considera-se que o investimento pode ser postergado, como ilustrado na Fig. 5.13.



**Fig. 5.13 – Opção de Espera**

<sup>20</sup> Este é o conhecido critério de “maximização da utilidade esperada” apresentado na Teoria da Decisão.



Considerando a opção de espera, o investimento só deve ser realizado no período “t” quando o valor da opção de espera ( $C_t$ ) for maior ou igual a zero, como expresso na Eq. 5.7.

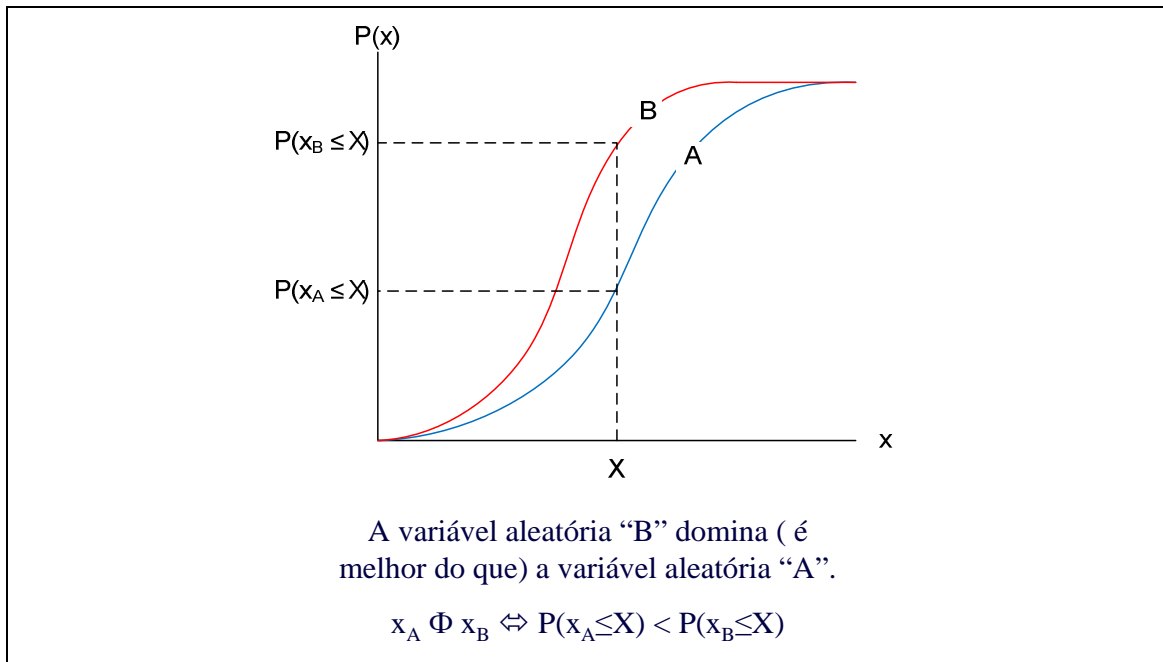
$$C_t = \text{máximo} \{ \text{VPL}_t - C_{t+\Delta t} / (1+r)^{\Delta t}, 0 \} \quad \text{Eq. 5.7}$$

- $C_t$  {\$}: valor da opção de espera no período “t”
- $C_{t+\Delta t}$  {\$}: valor da opção de espera no período “t + Δt”
- $\text{VPL}_t$  {\$}: VPL do investimento, se realizado no período “t”
- $r$  {\$\%\$}: taxa de desconto

O investimento não pode ser postergado indefinidamente, pois, como visto anteriormente, o prazo final (T) para adição de capacidade de produção é determinado pelo critério de segurança energética, qual seja, a manutenção do equilíbrio estático de mercado. No prazo final, não há mais opção de espera. Assim, a condição de contorno de determinação do valor da opção de espera é expressa na Eq. 5.8.

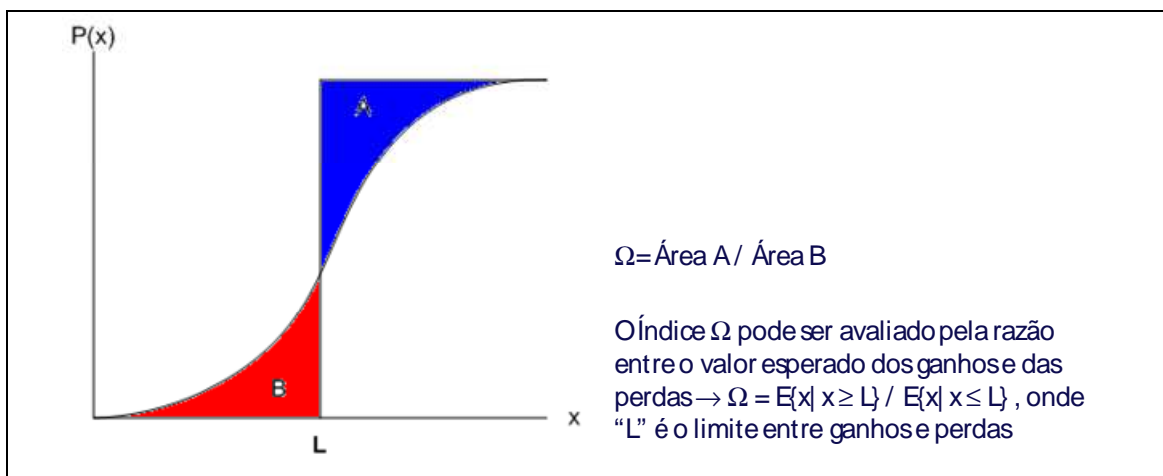
$$C_T = \text{máximo} \{ \text{VPL}_T, 0 \} \quad \text{Eq. 5.8}$$

- Métricas de Risco (medem incertezas dentro de um mesmo período "t"):
  - Índice de Sharpe: razão entre o valor esperado e o desvio padrão da distribuição dos possíveis resultados;
  - Dominância Estocástica: compara as distribuições de probabilidades dos resultados das decisões (investir e não investir), sendo preferível a decisão que resultar numa distribuição que tiver menor probabilidade de obter resultados piores, como ilustrado na Fig. 5.14;



**Fig. 5.14 – Dominância Estocástica**

- Índice Ômega ( $\Omega$ ): razão entre o valor esperado dos cenários positivos e o valor esperado dos cenários negativos (KEATING, SHADWICK, 2002, KAZEMI *et al.*, 2003), como ilustrado na Fig. 5.15.



**Fig. 5.15 – Índice Ômega**

## 5.5 SISTEMÁTICA DO PLANEJAMENTO

A solução do problema do planejamento da expansão é a definição (escolha de alternativa) dos investimentos na capacidade de produção e a sua alocação temporal.

Segundo a metodologia proposta, a escolha de alternativas de investimento é definida considerando a situação no final do horizonte de planejamento, ou seja, supõe-se que a

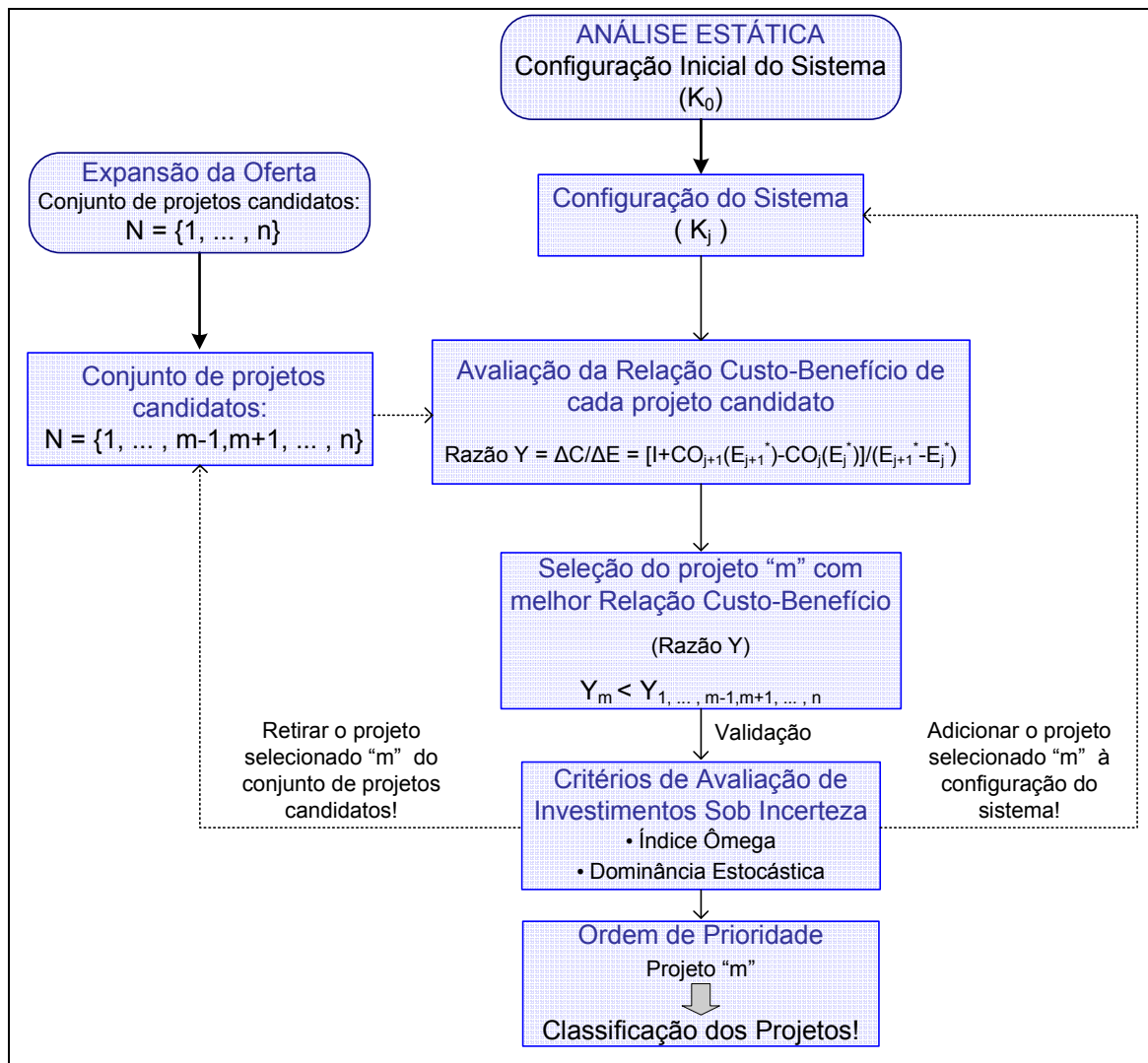
carga e a configuração do sistema no final do horizonte irão se propagar para os demais anos, sem alteração (análise estática).

Os investimentos são empilhados em função da respectiva relação custo-benefício (Eq. 5.4), em ordem crescente (do melhor para o pior), verificando-se qual o último instante de tempo (Eq. 5.2) em que eles devem ser adicionados, em função do atendimento ao requisito de segurança energética, ou seja, de manutenção do equilíbrio estático entre oferta (“energia garantida”) e a carga de energia elétrica do sistema, observando também o instante em que cada alternativa de expansão está disponível, em decorrência de condições externas (viabilidade socioambiental, disponibilidade de combustível, etc.) e o instante a partir do qual cada alternativa contribui, agregando benefício econômico ao sistema.

Na alocação temporal, deve-se refazer a análise de viabilidade econômica, considerando o cronograma de motorização das usinas adicionadas, pois usinas de grande porte tendem a reduzir muito fortemente o custo operativo por algum tempo, reduzindo o valor presente do benefício econômico (Eq. 5.5), o que pode implicar na necessidade de postergação, porém sempre considerando o atendimento à restrição de segurança energética. Nesta análise dinâmica, também pode-se considerar a opção de espera (Eq. 5.7) na valoração do investimento, dentro do intervalo de viabilidade (datas mínima e máxima), como descrito acima.

Para melhor compreensão da metodologia proposta, são apresentados na Fig. 5.16 e na Fig. 5.17 fluxogramas com o passo a passo para a sua aplicação, que separa o problema em duas etapas, respectivamente: (i) definição da grade de oferta e da ordem de prioridade dos projetos – análise estática, e (ii) sua alocação temporal – análise dinâmica.

Ambas as etapas devem ter seus resultados balizados por critérios de avaliação de investimentos sob incerteza – apresentados na seção 5.4, dada a aleatoriedade das afluições aos reservatórios, responsáveis pela incerteza da oferta energética e, conseqüentemente, pela incerteza do custo de operação do sistema eletroenergético.



**Fig. 5.16 – Fluxograma com a Sistemática da Metodologia Proposta – Priorização de Projetos**

Ao longo deste capítulo foram definidas algumas nomenclaturas para os conceitos apresentados. Portanto, para a leitura da sistemática apresentada na Fig. 5.16 e na Fig. 5.17, vale relembrar dois conceitos:

- Carga crítica do ponto de vista de segurança ( $E_{95\%}$ ):  
Equivale a energia “garantida” do sistema, que é aquela disponível em 95% dos cenários hidrológicos;
- Carga crítica do ponto de vista econômico ( $E^*$ ):  
É a carga que justifica a expansão, ou seja, é aquela para a qual o benefício econômico da expansão é igual ao custo fixo de investimento.

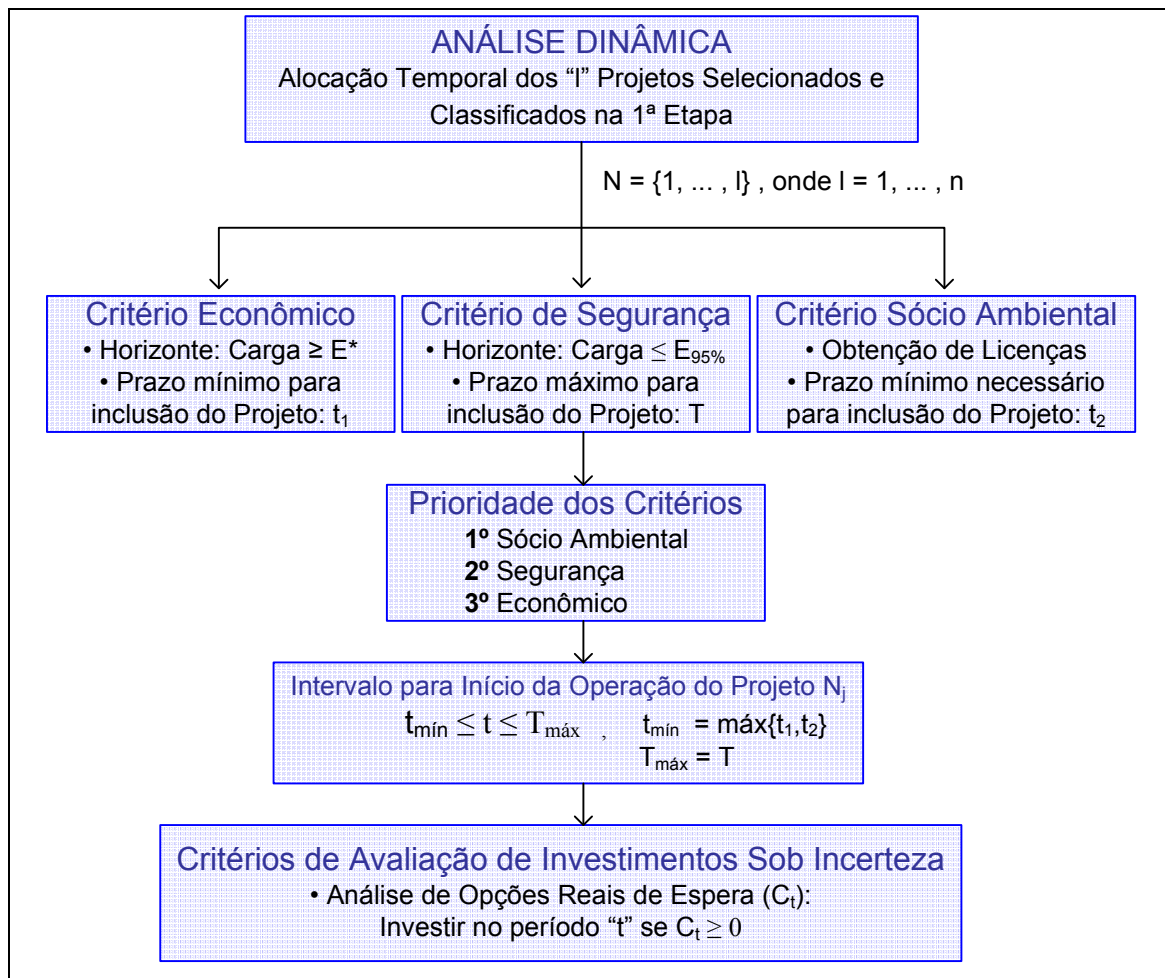


Fig. 5.17 – Fluxograma com a Sistemática da Metodologia Proposta – Alocação Temporal

Conhecidos os projetos candidatos, então, é possível selecioná-los e classificá-los pelo grau do benefício que proporcionam ao sistema – Razão Y, conforme orientado na Fig. 5.16. Em seguida, os ganhos de carga crítica do ponto de vista de segurança e do ponto de vista econômico, permitem estabelecer, respectivamente, os prazos máximos e mínimos para a inclusão (início da operação) de cada projeto ao sistema dentro do horizonte de planejamento (Fig. 5.17).

Estas condições de contorno são ilustradas na Fig. 5.18, que exemplifica um sistema onde quatro projetos são selecionados como candidatos à expansão, já ordenados segundo prioridade determinada pela razão Y. Supõe-se neste exemplo, que todos os projetos são viáveis do ponto de vista sócio-ambiental desde o início do horizonte de planejamento, logo o critério econômico foi o determinativo no estabelecimento do prazo mínimo para a inclusão dos projetos.

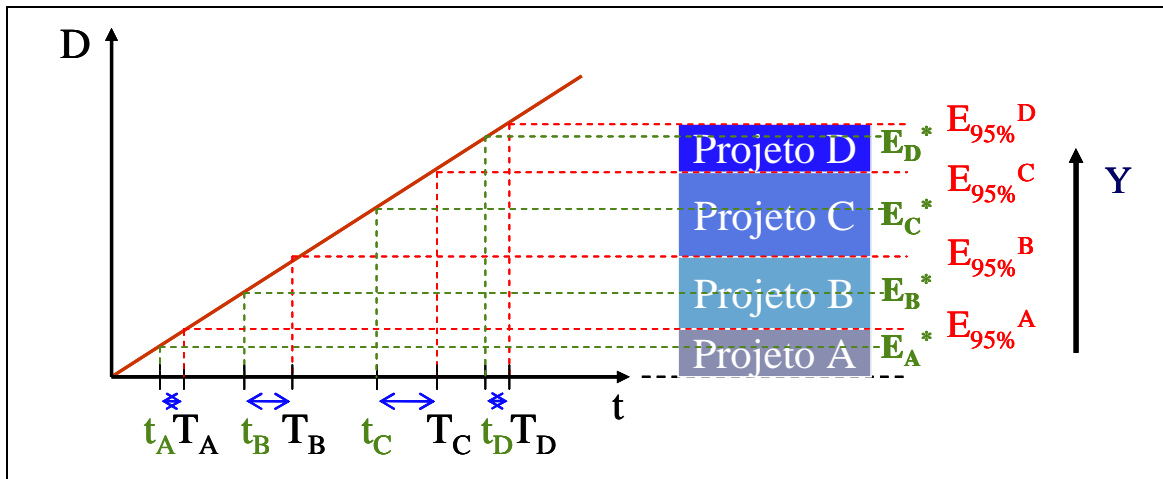


Fig. 5.18 – Representação Gráfica da Etapa de Alocação Temporal dos Projetos

A sistemática apresentada tem como objetivo organizar os conceitos utilizados para a execução do planejamento da expansão, bem como as propostas de cálculos e as métricas sugeridas neste trabalho. Para a aplicação da metodologia proposta, contudo, é necessário comprovar sua eficácia, que exige a realização de inúmeros testes segmentados acompanhando cada passo da sistemática.

Com esta finalidade, o capítulo seguinte apresenta um estudo de caso, considerando um sistema eletroenergético simplificado e hipotético. É importante ressaltar, que o procedimento de cálculo foi realizado até a conclusão da primeira etapa da metodologia proposta, classificando todos os projetos candidatos a expansão pela sua relação custo-benefício. A avaliação dos procedimentos que compõe a segunda etapa será escopo de um trabalho futuro.

## 6 ESTUDO DE CASO

### 6.1 INTRODUÇÃO

O não atendimento aos critérios econômicos e de segurança do sistema para o planejamento energético, descritos na seção 4.1.2, torna necessária a expansão da geração e/ou da transmissão do sistema, através da utilização de alternativas viáveis, tanto do ponto vista socioambiental como econômico. O plano de expansão indica o portfólio de usinas hidrelétricas, termelétricas convencionais e de fontes alternativas (PCH, biomassa e eólica) para a produção de energia elétrica, de forma a garantir o atendimento ao mercado, de forma econômica e segura. O critério econômico utilizado na atual metodologia é o da igualdade entre os custos marginais de longo (CME), estimado *ex-ante*, e curto prazo (CMO) de produção de energia elétrica, o que pode levar ao sub ou sobre investimento com relação ao benefício econômico (redução do custo de operação) decorrente.

A metodologia proposta neste trabalho busca uma alternativa à forma como é feito hoje o planejamento da expansão da geração de energia elétrica diante suas condições de incerteza, que seja mais eficiente e consistente com a lógica econômica, onde o CME não seria mais pré-definido, e introduza técnicas de gerenciamento de risco na avaliação dos investimentos.

O critério econômico adotado na metodologia proposta neste trabalho é o da igualdade entre o custo do investimento e o benefício econômico (redução do custo de operação) decorrente. Este critério é equivalente ao da igualdade entre os custos marginais de curto e longo prazo ( $CMO = CME$ ), porém não requer a predefinição do custo marginal de longo prazo da produção de energia elétrica (CME), ou seja, conhecida a operação ótima do sistema em uma determinada configuração, deseja-se conhecer os empreendimentos termelétricos ou hidrelétricos cuja inclusão no sistema seja economicamente eficiente, ou seja, aqueles cujo custo de investimento não supera o benefício alcançado pela redução do custo de operação.

Este capítulo apresenta um estudo de caso, utilizando como configuração de referência o PDE 2019. Supõem-se, todavia, um sistema hipotético onde toda a oferta é existente, ou seja, em operação comercial, ou já comprometida com contratos<sup>21</sup>, com exceção dos projetos termelétricos e de três usinas hidrelétricas, aqui denominadas UHE A, UHE B e UHE C. Além disso, para facilitar as análises, foi simplificado o estudo considerando apenas um patamar de carga de energia e um único subsistema.

## **6.2 ALTERNATIVAS PARA EXPANSÃO DA CAPACIDADE DE PRODUÇÃO**

A metodologia proposta para tomada de decisão em investimentos de geração é baseada na análise da energia total do sistema, composta pela energia garantida e a energia secundária, cujos conceitos foram apresentados na seção 5.1.1. A proposta consiste na valoração do benefício em aumentar a capacidade de oferta de energia, não só da energia garantida, mas também da energia secundária, embora a garantida tenha mais valor econômico (redução do déficit) do que a secundária (redução da geração termelétrica complementar). O acréscimo da produção de energia pelo sistema ocorre através do incremento da capacidade (produtibilidade) da geração hidrelétrica e termelétrica convencional (combustíveis não renováveis) e também pelo incremento da regularização da oferta hidrelétrica, pelo incremento da capacidade de estocagem (reservatórios), pela adição de energia renováveis complementares – termelétricas a biomassa e geração eólica – e pela expansão da capacidade de transmissão, uma vez que o intercâmbio energético entre subsistemas com complementaridade hidrológica, aumenta a oferta de energia em mais cenários, ou seja, aumenta a regularização da oferta de energia hidrelétrica.

Para determinar a grade de oferta, ou seja, o conjunto de empreendimentos a serem considerados no estudo de expansão da geração foi montado um caso estático, com a configuração do último mês do caso de referência. A consideração de um caso estático – sem mudança da configuração do sistema ao longo dos anos que sucedem o final do

---

<sup>21</sup> Os projetos de expansão da geração e transmissão são considerados no planejamento da operação se tiverem sido contratados.



horizonte de planejamento – pressupõe um sistema em regime, ou seja, em equilíbrio entre oferta e demanda.

Os empreendimentos hidrelétricos adicionais, candidatos a constituir a grade de oferta, seriam aqueles avaliados como socioambientalmente viáveis, cujos prazos previstos para conclusão dos estudos de inventário e viabilidade, e para o licenciamento ambiental, estejam dentro do horizonte de planejamento considerado no plano. Neste estudo, são considerados como projetos candidato três usinas hidrelétricas – UHE A, UHE B e UHE C<sup>22</sup> – e um projeto termelétrico (UTE), cujas principais características são apresentadas na Tabela 6.1.

**Tabela 6.1 – Características Principais dos Projetos Candidatos à Expansão do Sistema**

<b>Projeto</b>	<b>Tipo de Regularização</b>	<b>Volume do Reservatório (hm<sup>3</sup>)</b>	<b>Potência (MW)</b>	<b>Custo Fixo de Investimento (Milhões de R\$)</b>	<b>Milhões de R\$/MW</b>
<b>UHE A</b>	Reservatório	9.000,0	212,6	3.027,6	14,2
<b>UHE B</b>	Fio D'Água	0,0	14.000,0	42.000,0	3,0
<b>UHE C</b>	Reservatório	2.000,0	46,0	138,0	3,0
<b>UTE</b>	-	-	5.000,0	10.500,0	2,1

As usinas hidrelétricas são diferenciadas, sobretudo, pelo tipo de regularização das vazões afluentes dos rios onde estão construídas, que se diária ou semanal, são denominadas usinas a fio d'água, e se mensal, são usinas com grandes reservatórios de acumulação de água. Por definição, usinas a fio d'água permitem a passagem contínua de toda a afluência, seja por geração, seja por vertimento. Já as usinas com reservatório são responsáveis pelo gerenciamento do estoque de água e vazão defluente.

A decisão de expandir a capacidade de oferta energética, de forma ótima (mínimo custo total), utilizando para isso empreendimentos hidrelétricos com reservatório e/ou a fio d'água e usinas termelétricas, requer, além das informações acima, o conhecimento da posição de cada usina na cascata que permite identificar ganhos de produtividade advindos não só do aumento da capacidade instalada do sistema, como também da capacidade de regularização. Assim, usinas hidrelétricas com reservatório de

---

<sup>22</sup> As características técnicas das usinas hidrelétrica denominadas UHE A, B e C correspondem à de usinas hidrelétricas reais, que tiveram suas identificações reais omitidas para preservação.

acumulação localizadas à montante na cascata, como é o caso da UHE A e da UHE C, contribuem significativamente para o acréscimo de energia produzida pelo sistema, já usinas a fio d'água localizadas a jusante de reservatórios de regularização, como a UHE B, tem a sua afluência mais regularizada e, portanto, mais valorada ao produzir em todos os cenários de afluência natural.

Como opção de expansão termelétrica, seria considerada uma usina indicativa para cada tipo de combustível – responsável pela variação do custo de operação da usina. No entanto, como discutido no item 5.1.2, considerou-se que a expansão termelétrica complementar será feita utilizando somente o gás natural comprimido (GN) como combustível, a um custo variável (CVU) de 140 R\$/MWh, sendo este valor baseado nos custos atualmente (maio - junho/2010) praticados.

Desta forma, a inclusão de uma usina termelétrica no sistema, leva a um deslocamento dos empreendimentos termelétricos, cujo custo de operação é superior ao da térmica adicionada, ou redução do déficit, como ilustrado na Fig. 6.1. Com isso, dentro das mesmas condições operativas, o benefício para o sistema em cada período do horizonte de planejamento pode ser estimado através da multiplicação da geração térmica substituída, pela diferença entre o CVU da térmica marginal, que deixou de operar, e a térmica adicional. Neste estudo de caso, como não há projetos termelétricos existentes no sistema, a termelétrica adicional deslocará apenas o “déficit”, cujo custo é o maior de todos.

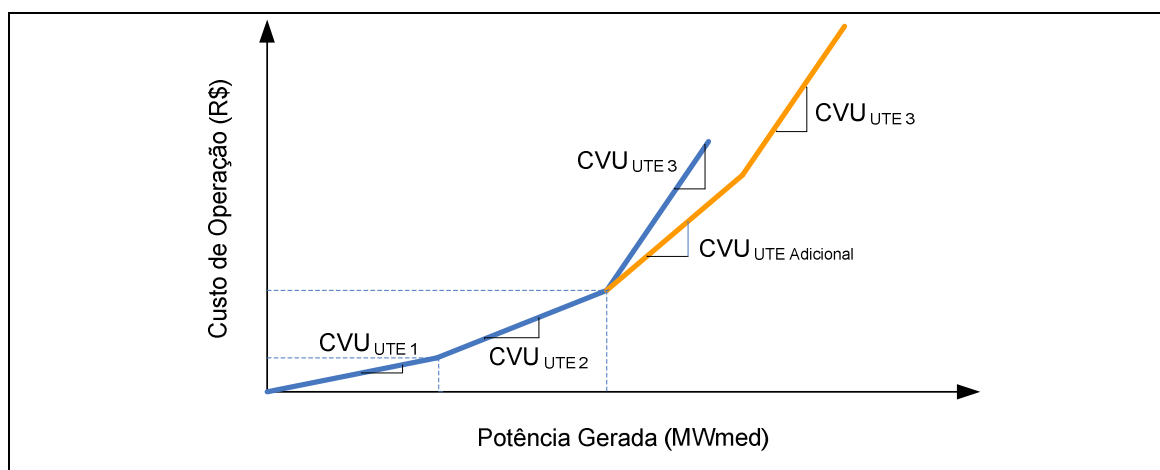


Fig. 6.1 – Geração Térmica (MW médio) x Custo de Operação (R\$)

O modelo computacional NEWAVE<sup>23</sup> foi utilizado para a realização de análises de sensibilidade, simulando a política de operação do sistema elétrico.

O procedimento proposto consiste em incluir na configuração estática, um único empreendimento hidrelétrico ou termelétrico isoladamente, e ajustar a demanda de modo encontrar os pontos de equilíbrio econômico (redução do custo de operação igual ao custo de investimento) e de equilíbrio energético, ou seja, em que o risco de déficit seja igual ao máximo aceitável (5%<sup>24</sup>).

Com o ajuste do sistema, mencionado acima, é conhecida a carga de energia que o sistema consegue atender, permitindo 5% de risco de déficit, denominada carga crítica. Vale lembrar que, como descrito no item 1.1.3, a métrica de risco de déficit adotada neste trabalho (percentual das ocorrências de déficit) é diferente da convencional (percentual dos cenários anuais<sup>25</sup> com déficit). A carga crítica equivale à energia garantida, que é aquela capaz de ser produzida em 95% dos cenários hidrológicos.

Assim, foi calculada a carga crítica do sistema nesta condição para cinco configurações estáticas distintas: para o caso de referência, agora denominado caso base, e para os casos considerando o incremento de oferta com cada um dos quatro projetos candidatos à expansão.

Conhecendo a carga crítica, pode-se obter a parcela desta –  $\Delta E_{95\%}$  – cuja responsável pelo atendimento é a usina incremental. Destarte, do ponto de vista de segurança energética do sistema, o  $\Delta E_{95\%}$  é o máximo acréscimo de demanda que a usina pode atender sozinha, ou seja, sem complementação de outras fontes ou necessidade de acréscimo de oferta hidrelétrica.

A Tabela 6.2 apresenta a carga crítica para cada configuração do sistema e o  $\Delta E_{95\%}$  proporcionado pela inclusão de usinas hidrelétricas ou termelétricas à configuração inicial – caso base.

---

<sup>23</sup> Modelo de Otimização do Despacho Hidrotérmico, desenvolvido pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPTEL. Neste trabalho, os estudos foram simulados com a versão 15 deste modelo.

<sup>24</sup> Resolução CNPE 001/2004.

<sup>25</sup> Considerando o ano calendário (01/janeiro a 31/dezembro).

**Tabela 6.2 – Ganho de Carga Crítica do Sistema (Critério de Segurança Energética)**

<b>Projetos</b>	<b>Carga Crítica - E<sub>95%</sub> (MW médio)</b>	<b><math>\Delta E_{95\%}</math> (MW médio)</b>
<b>UHE A</b>	15.650,0	1.150,0
<b>UHE B</b>	23.550,0	9.050,0
<b>UHE C</b>	14.540,0	40,0
<b>UTE</b>	19.420,0	4.920,0
<b>BASE (Sem Expansão)</b>	14.500,0	-

Como a configuração de referência analisada é puramente hidrelétrica, há capacidade de geração pelo sistema além da energia garantida, denominada energia secundária, que não é utilizada para atender à carga crítica de energia elétrica do sistema, ou seja, está disponível em menos de 95% dos cenários e inclui energia que é desprezada – vertimento turbinável<sup>26</sup>. A Fig. 6.2 apresenta a distribuição de probabilidade da oferta total de energia do sistema, considerando a configuração do caso base – sem expansão, onde a energia secundária é aquela acima do mercado a ser atendido (carga crítica).

Quando a energia produzida pelo sistema não é capaz de atender o mercado – 5% dos cenários – o CMO é igual ao custo de déficit, já quando o mercado não consegue absorver toda a oferta disponível no sistema – vertimento – o CMO é igual a zero. Esta relação pode ser verificada na Fig. 6.2.

---

<sup>26</sup> Vertimento turbinável corresponde à energia não gerada por limitação do sistema de transmissão ou pela falta de energia demandada.

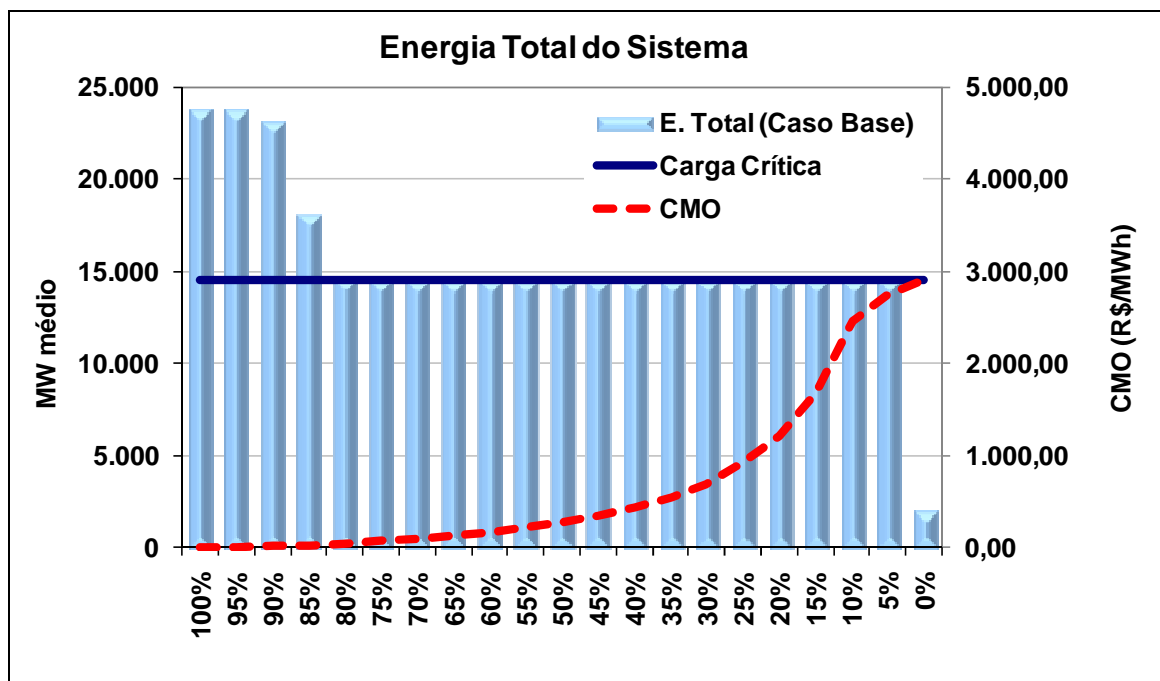


Fig. 6.2 – Energia Total do Sistema (Energia Garantida + Energia Secundária) – Caso Base

De forma análoga, é apresentado na Fig. 6.3 a distribuição da oferta de energia do sistema, após o incremento proporcionado pela inclusão da UHE A na configuração, bem como sua evolução em relação ao caso base. Por se tratar de uma usina com um grande reservatório de acumulação, além do aumento da produtividade do sistema, há também o aumento da capacidade de regularização, levando a um achatamento (redução da variância e da assimetria) do perfil da curva de probabilidade de distribuição da oferta. Nota-se, portanto, que houve um pequeno aumento da energia secundária, decorrente do aumento da capacidade de turbinamento – potência instalada de 212,6 MW, e uma elevação significativa da energia garantida em 1.150 MW médios, como consequência da regularização das afluições nas usinas à jusante.

Com a adição da UHE C ao sistema, verifica-se um comportamento semelhante ao proporcionado pela UHE A, porém com ganhos de capacidade de produção inferiores, dada a menor capacidade de armazenamento em seu reservatório e de turbinamento das suas máquinas. Por este motivo o ganho de energia garantida, de apenas 40 MW médios, aproximadamente, não pode ser visualizado no gráfico apresentado na Fig. 6.4.

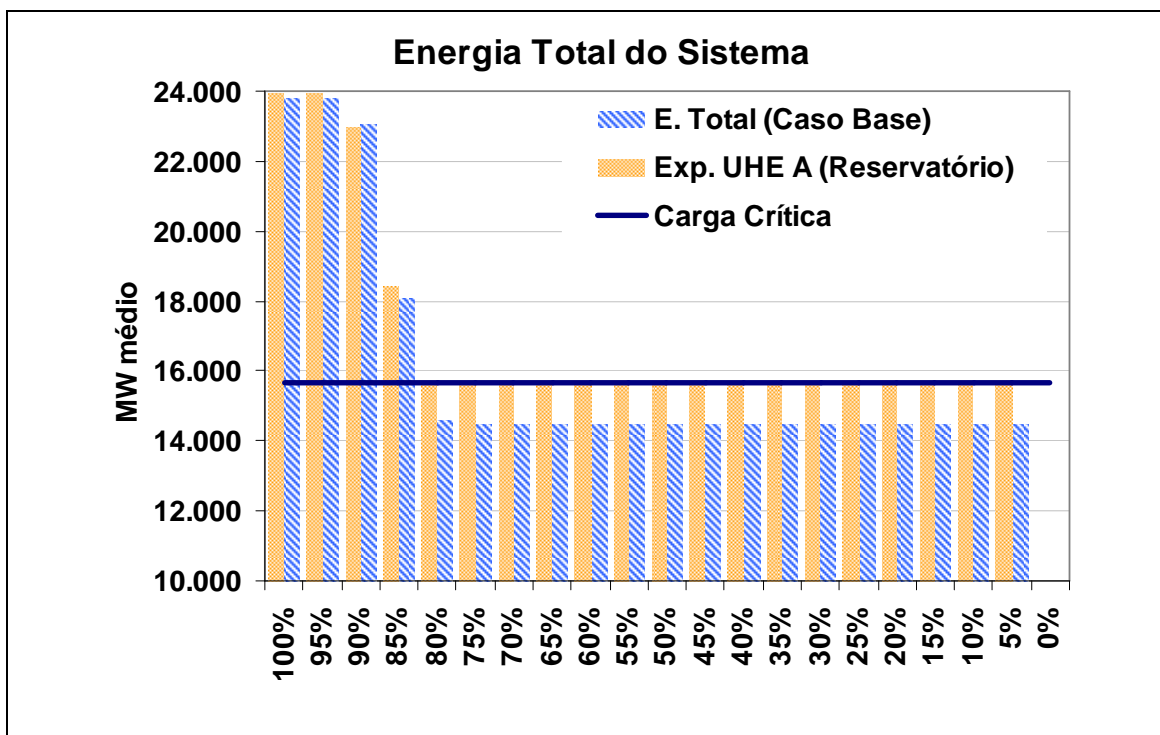


Fig. 6.3 – Energia Total do Sistema (Energia Garantida + Energia Secundária) – UHE A

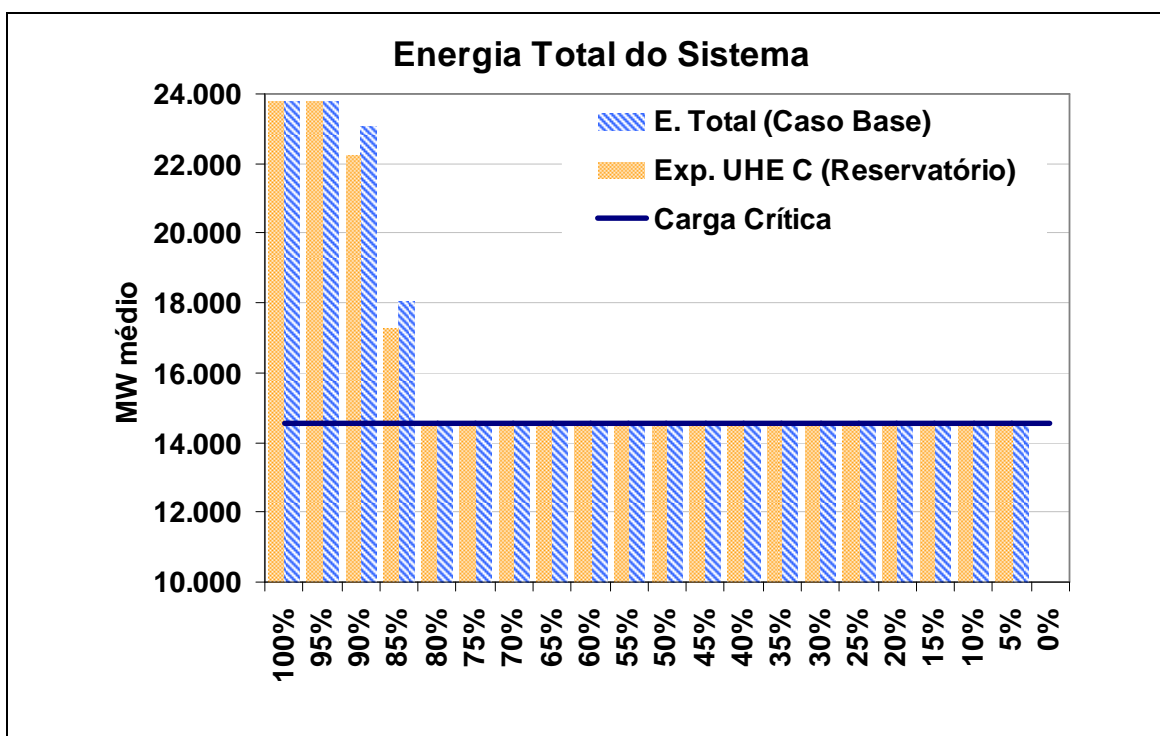


Fig. 6.4 – Energia Total do Sistema (Energia Garantida + Energia Secundária) – UHE C

De forma análoga, a Fig. 6.5 apresenta o aumento da capacidade de produção hidrelétrica do sistema, dado o incremento de produtividade ocasionado pela inclusão da usina fio d'água UHE B. Conforme descrito na seção 5.1.1, verificou-se uma ampliação vertical da curva, com o aumento da energia secundária em proporção maior que da

energia garantida, ou seja, houve um aumento da média da produção, assim como da variância e da assimetria positiva. Enquanto o incremento de carga crítica foi de 9.050 MW médios, a energia secundária aumentou em cerca de 12.000 MW médios.

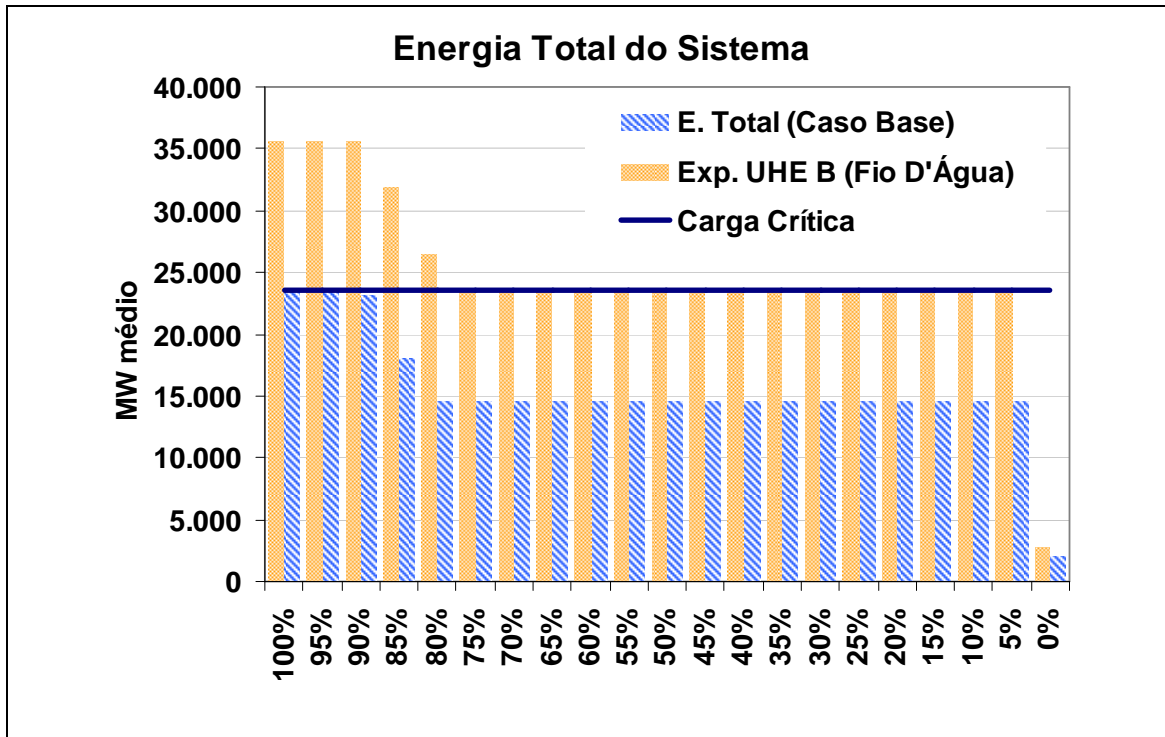


Fig. 6.5 – Energia Total do Sistema (Energia Garantida + Energia Secundária) – UHE B

A geração termelétrica visa complementar a produção hidrelétrica (energia secundária). Assim, a inclusão de um projeto termelétrico à configuração do sistema, conforme mostrado na Fig. 6.6, translada verticalmente a curva de permanência da produção hidrotérmica – em um valor correspondente à potência disponível da geração termelétrica adicionada – cerca de 5.000 MW médios.

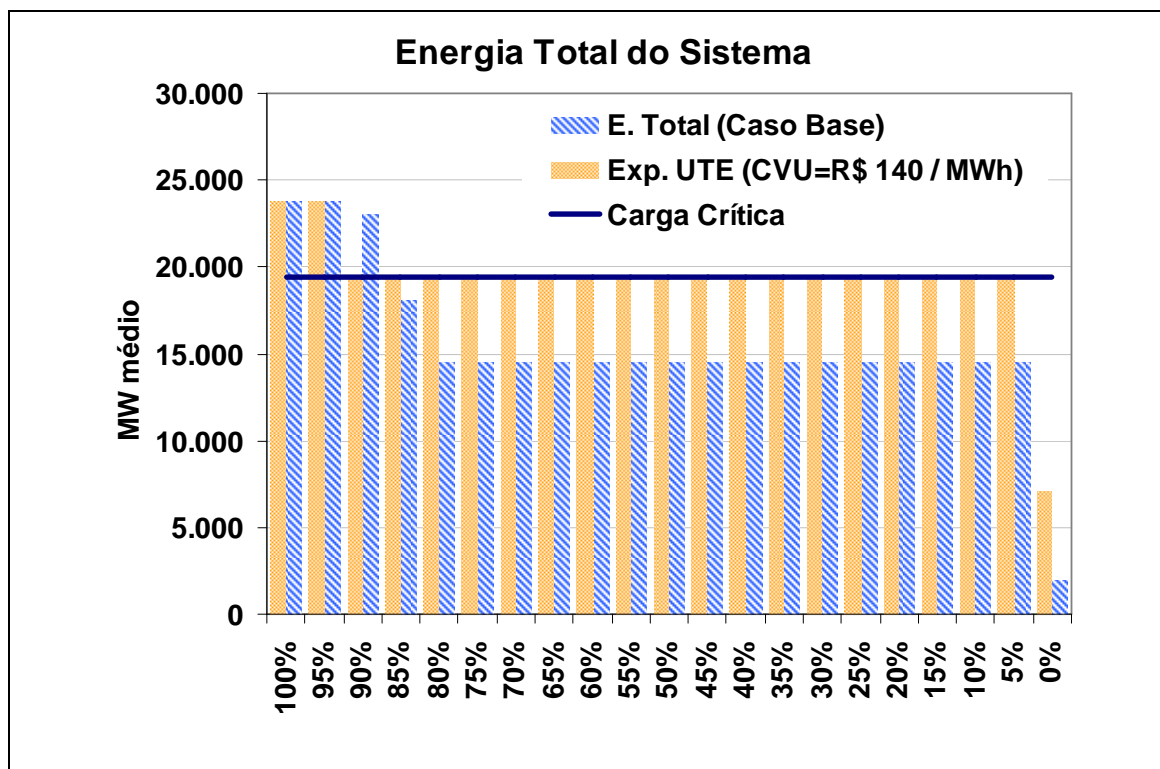


Fig. 6.6 – Energia Total do Sistema (Energia Garantida + Energia Secundária) – UTE

Para valoração não só do acréscimo de energia garantida ocasionado pela expansão da capacidade de produção, como desta “sobra” de energia disponível no sistema – energia secundária – a carga foi acrescida de maneira a absorver toda a oferta disponível no sistema com a configuração expandida. No caso em que foi adicionada a UHE B, o máximo de energia disponível é de aproximadamente 36.000 MW médios.

Assim, é calculado o benefício operativo do sistema, ou seja, a redução do custo total de operação ao incrementar a oferta com um novo projeto de geração hidrelétrica, provocada pela substituição do déficit. Este benefício operativo é, então, comparado com o valor do investimento necessário à construção deste projeto, que considera, além do custo de construção da usina, o lucro do investidor e ainda é influenciado por outros fatores como o cronograma de desembolso.

Sabe-se, de acordo com o item 5.2.2, que o critério econômico da expansão discreta é o da igualdade entre o decremento do custo variável ( $\Delta CV$ ) – custo de operação – e o incremento do custo fixo – o investimento (I) realizado, ou seja, o valor presente líquido (VPL) do custo total ( $I - \Delta CV$ ) é nulo. Portanto, para a determinação da carga ótima ( $E^*$ ) que justifica determinada expansão, foram feitas sensibilidades alterando a carga de energia elétrica do sistema (E), cujos resultados – para a configuração expandida



considerando a UHE B – foram utilizados na elaboração da curva ( $\Delta CV \times E$ ) mostrada na Fig. 6.7.

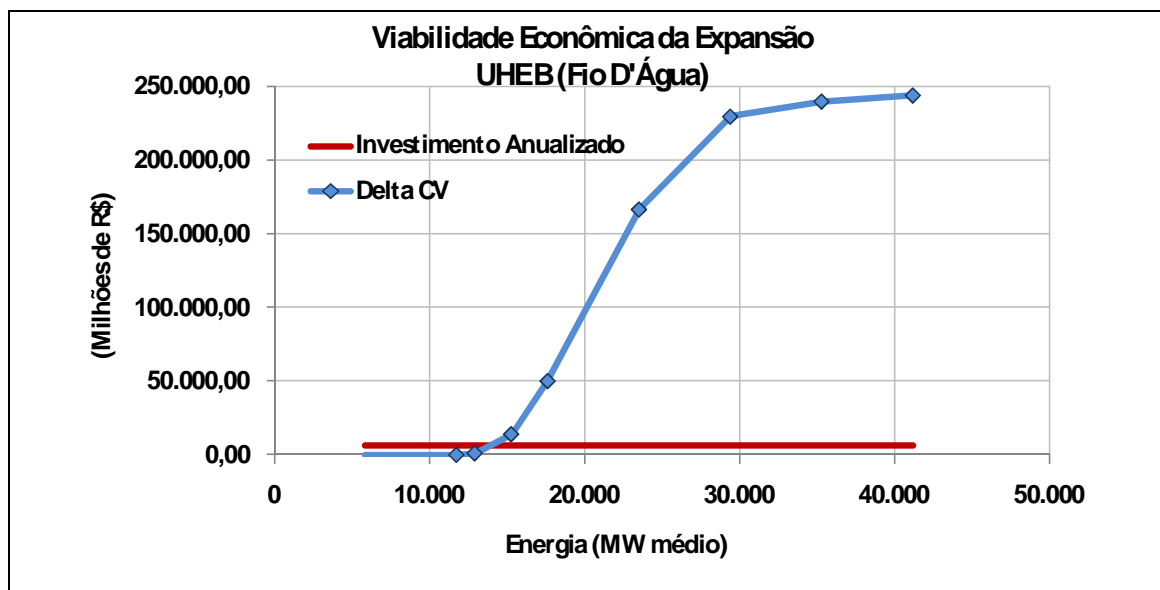


Fig. 6.7 – Curva  $\Delta CV$  (Milhões de R\$) x E (MW médio) – Expansão da UHE B

A curva  $\Delta CV \times E$  apresentou o comportamento esperado, na medida em que para baixas cargas de energia (demanda) não há variação do custo de operação, quando o sistema existente já era capaz de supri-la, e ao aumentar a carga, a variação do custo cresce significativamente – substituição do déficit – até que seja atingida a carga crítica do sistema expandido, quando se observa a inflexão da trajetória.

Para encontrar o valor da carga ótima ( $E^*$ ) que justifica tal expansão - carga crítica do ponto de vista econômico, foi feita uma estimativa através do traçado de uma linha de tendência entre os dois pontos que interceptam a curva de investimento – valor anualizado com base na Eq. 5.6, conforme ilustrado na Fig. 6.8.

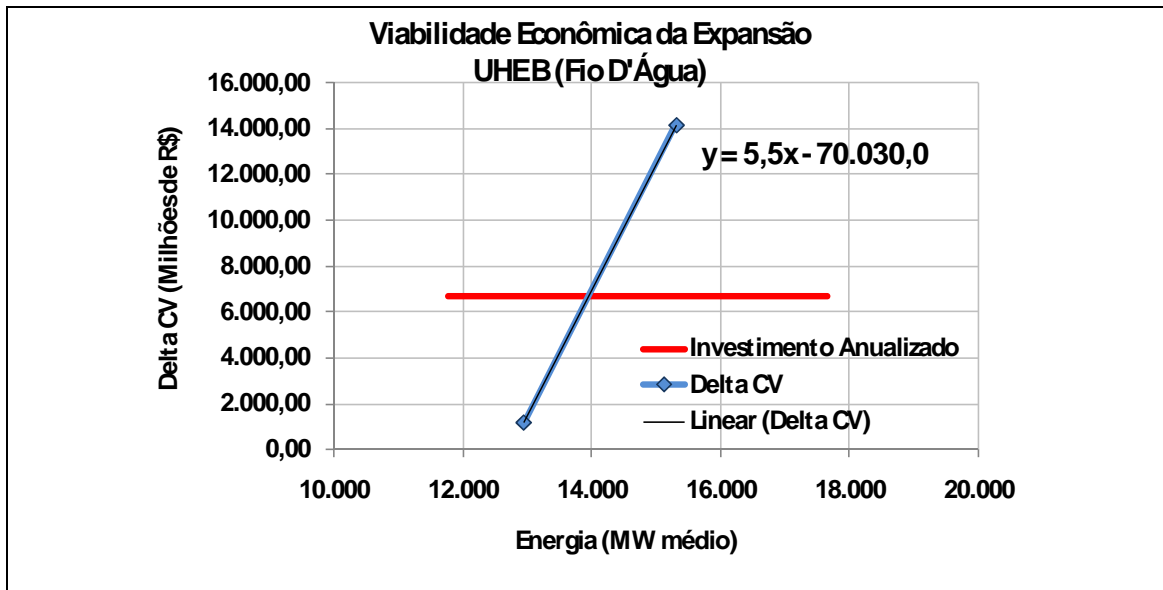


Fig. 6.8 – Estimativa de E\* – Expansão da UHE B

De forma análoga, a carga ótima ( $E^*$ ) que justifica o investimento em cada uma das alternativas analisadas neste estudo de caso foi estimada, calculando-se a interseção entre a curva de decremento de custo variável e a curva que representa o investimento anualizado. As Fig. 6.9, Fig. 6.10 e Fig. 6.11 ilustram esta interseção para as UHE A, UHE C e a UTE, respectivamente.

É importante ressaltar, que foi avaliada a viabilidade econômica da expansão de cada projeto separadamente, considerando como referência o caso base.

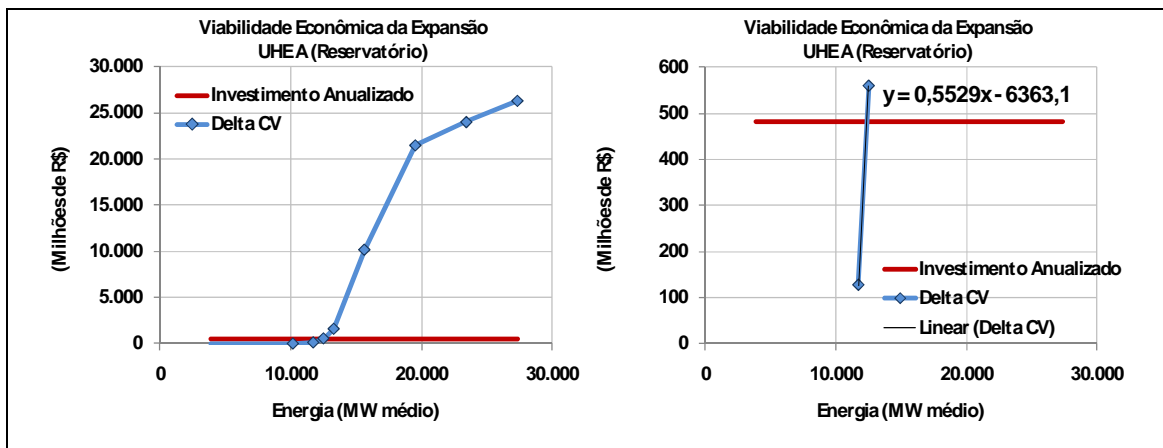


Fig. 6.9 – Estimativa de E\* – Expansão da UHE A

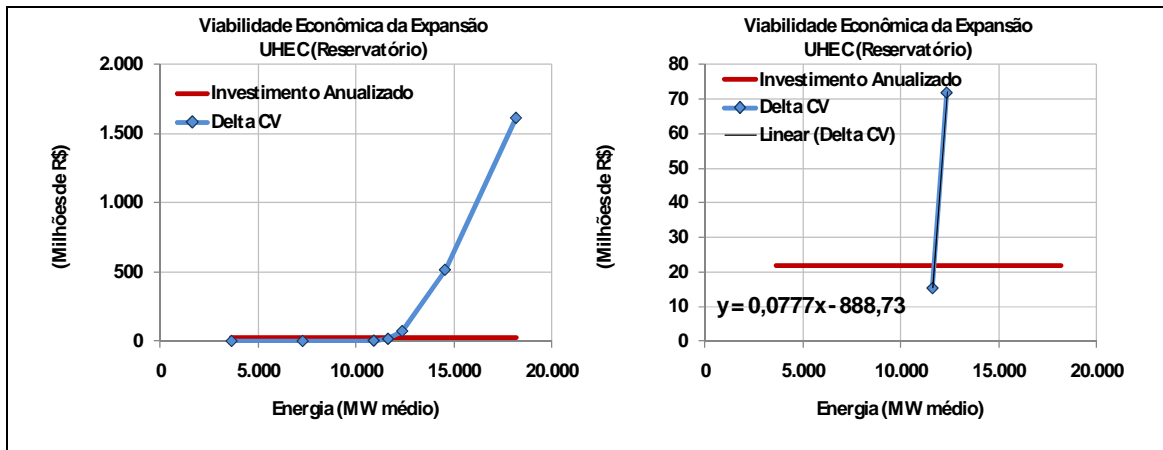


Fig. 6.10 – Estimativa de  $E^*$  – Expansão da UHE C

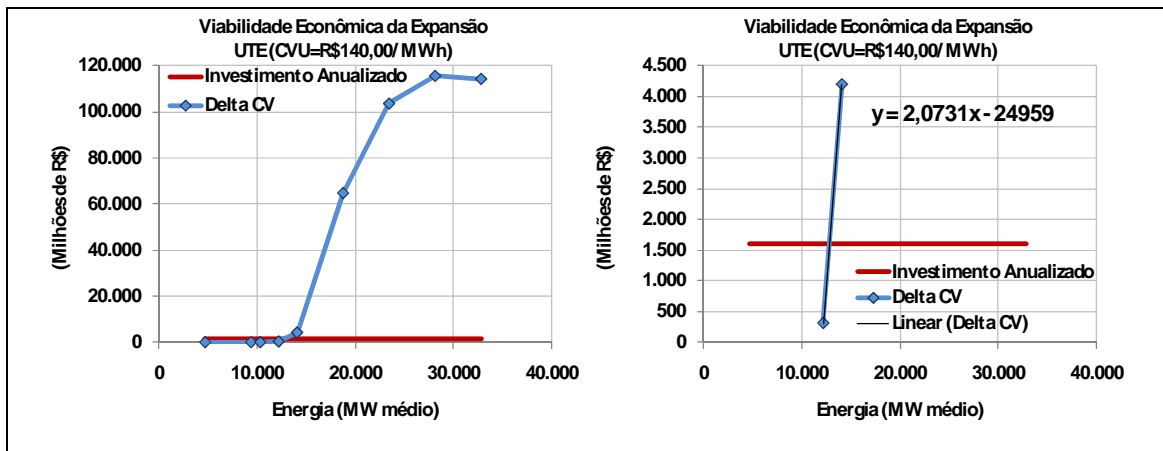


Fig. 6.11 – Estimativa de  $E^*$  – Expansão da UTE

Conforme descrito na seção 5.2.3, a comparação entre as alternativas de expansão deve ser feita com base na razão ( $Y = \Delta C / \Delta E$ ) – entre o incremento do custo total ( $\Delta C = I + CO(E^*) - CO_0(E_0^*)$ ) e o incremento de energia ( $\Delta E = E^* - E_0^*$ ) que a expansão proporciona. A carga ótima da configuração original ( $E_0^*$ ) é estimada da mesma maneira que foram estimadas as cargas ótimas para as configurações expandidas, porém, ao invés de incluir um projeto, foi retirado um e comparada a distribuição do custo variável com o seu investimento. Esta forma foi a alternativa encontrada para a obtenção de  $E_0$ , dado que a elaboração da configuração inicial - existente - não seguiu os critérios de expansão da geração definidos neste trabalho e não se conhece o último projeto - mais recente - incluído à configuração.

Deste modo, a Fig. 6.12 apresenta as variáveis  $\Delta C$  e  $\Delta E$  para as quatro possibilidades de expansão analisadas neste estudo, com o intuito de compará-las, e a Fig. 6.13 ilustra o incremento de energia total (carga crítica do ponto de vista econômico -  $E^*$ )

discriminando cada projeto em ordem crescente da razão Y, que representa a relação custo-benefício do projeto avaliado.

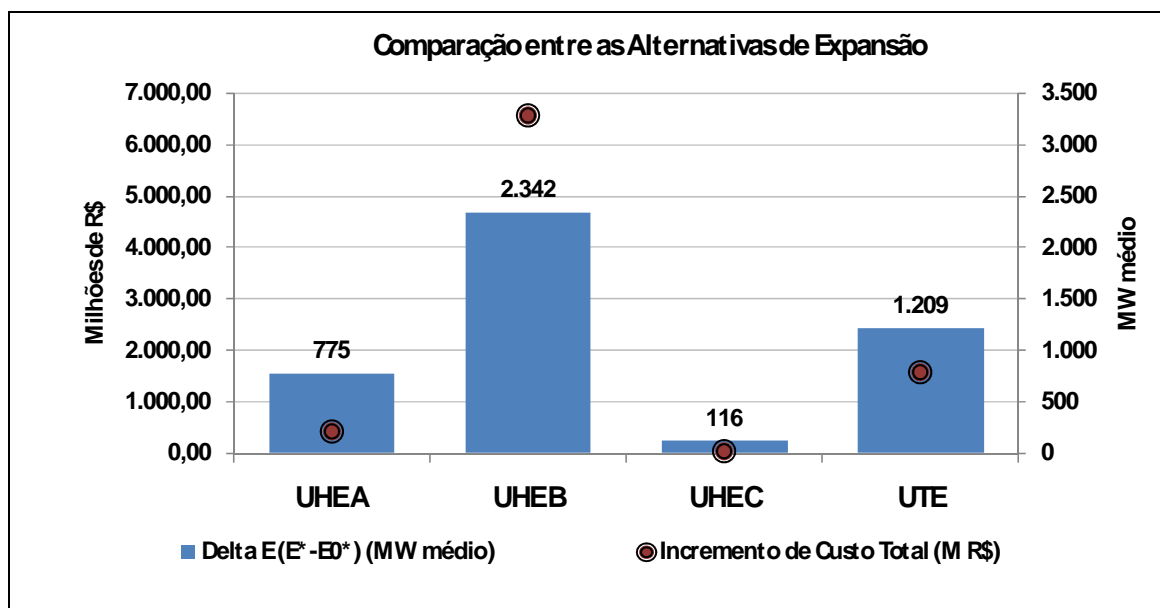


Fig. 6.12 – Comparação entre as Alternativas de Expansão

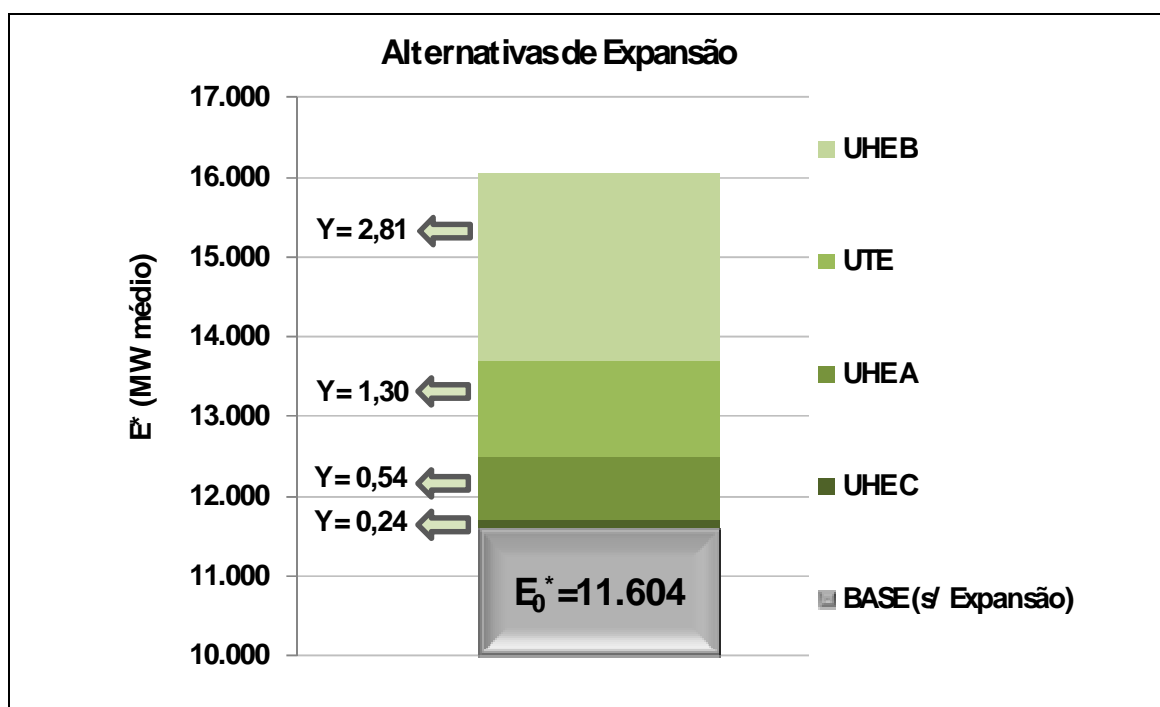


Fig. 6.13 – Priorização de Investimento – Relação Custo-Benefício (Razão Y)

Por fim, a seleção dos empreendimentos candidatos à construção que serão considerados no plano de expansão da oferta de geração, serão aqueles que apresentarem melhor benefício econômico para o sistema. Neste estudo de caso, o projeto que apresentou a maior relação custo-benefício, que foi o da UHE C, deve ser adicionado prioritariamente à configuração inicial.

Como o benefício econômico e energético proporcionado por cada investimento é alterado a cada incremento de capacidade do sistema, este procedimento deve ser repetido até que seja definida uma ordem de prioridade para todos os projetos candidatos à expansão. Desta forma, a nova configuração, onde já foi incluída a UHE C, é a inicial para a escolha do segundo projeto mais benéfico para o sistema dentre os demais e, portanto, deve ser reajustada de modo a admitir déficit de energia em 5% dos cenários simulados.

Visando simplificar o processo de cálculo neste estudo, dado o tempo computacional necessário para simulação de grande número de casos, foi obtida a relação custo-benefício para todos os projetos socioambientalmente viáveis tendo como referência o mesmo caso – caso base, com a configuração inicial, conforme já mostrado acima nas Fig. 6.12 e Fig. 6.13.

O resultado encontrado é coerente posto que a UHE A e a UHE C, que foram melhor classificadas, são hidrelétricas com reservatório de acumulação, mostrando que a metodologia optou pelos projetos que, proporcionalmente, trazem maior ganho de energia garantida para o sistema em relação ao ganho de energia secundária. O “desempate” entre a UHE A e UHE C, pode ter ocorrido em função do custo de investimento superior da UHE A. Em seguida, verificou-se uma maior valoração do benefício operativo trazido pelo incremento da UTE, em detrimento da UHE B, a fio d’água, ou seja, a complementaridade térmica da energia secundária, em termos econômicos, foi mais importante para o sistema que o aumento da energia secundária.

O decremento do custo variável ( $\Delta CV$ ), por sua vez, é dado pela subtração de duas variáveis aleatórias (custo de operação no caso base e no caso com oferta adicional), sendo que os valores de  $\Delta CV$  referem-se à distribuição dos cinco anos do período estático.

Contudo, o valor médio da distribuição pode não ser suficiente para classificá-la, dado que, por exemplo, a permanência em valores positivos (investimento benéfico para o sistema) pode ser menor, porém com valores maiores, o que torna a média positiva. Para definição de uma métrica de desempenho de um portfólio de investimentos, usualmente são realizadas simplificações. A consideração de que a média e a variância descrevem completamente a distribuição é uma das mais importantes, no entanto, ela só é válida se é assumida uma distribuição normal dos valores, o que não necessariamente é verdade.

Assim, além da média e variância, momentos de ordem superior são necessários para representar melhor a distribuição.

No sentido de responder a esta questão, foi escolhida como critério de seleção de investimento a maximização do Índice Ômega ( $\Omega$ ) dado um nível de risco (GOMES, 2010). O índice foi escolhido porque consegue incorporar todos os momentos estatísticos da distribuição dos resultados simulados para o portfólio de investimentos. O índice também leva em conta um nível de retorno ou valor meta chamado de “limite” (L), definido exogenamente, que é a fronteira entre o que se considera como ganho e como perda.

A Fig. 6.14 apresenta a distribuição de probabilidade acumulada do valor líquido do benefício econômico para o sistema –  $\Delta CV-I$ , verificada para um dado valor de carga de energia (E) no caso da expansão com a UHE A. O nível de retorno mínimo (L) é igual a zero, que delimita a parcela da distribuição onde há benefício econômico em investir (valores positivos) e a parcela onde não há benefício (valores negativos).

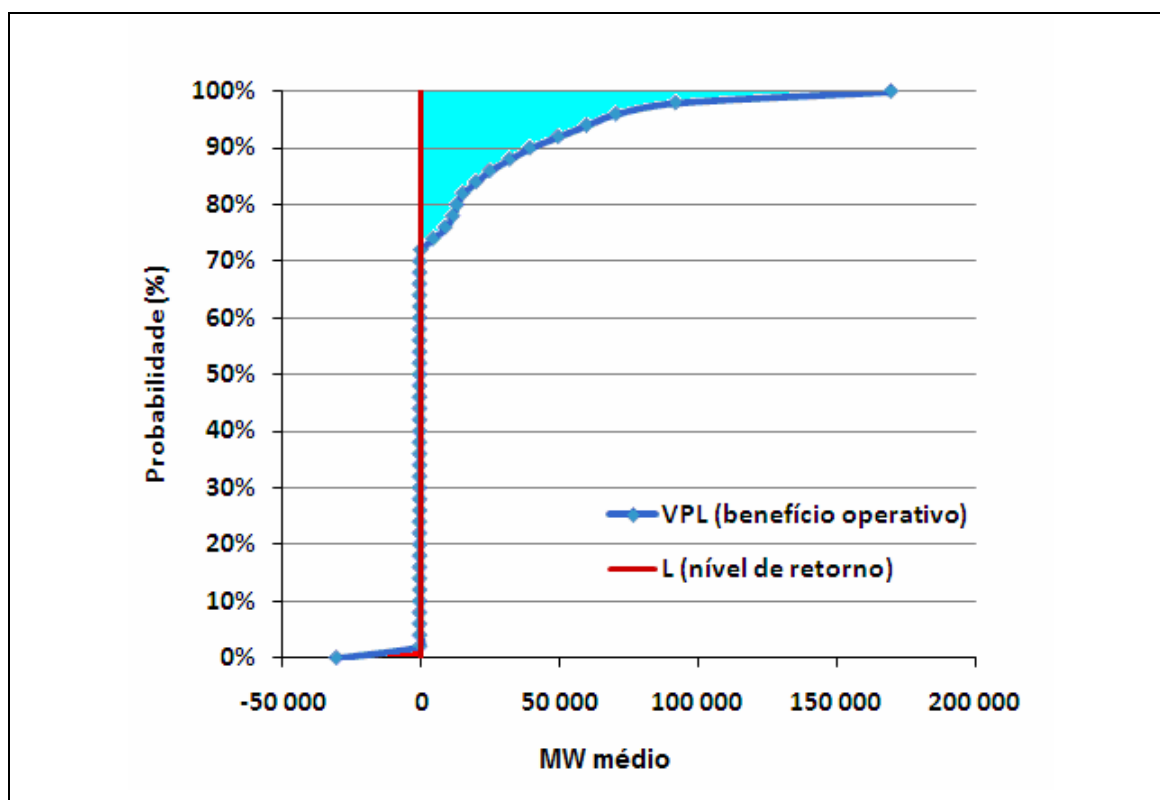


Fig. 6.14 – Distribuição de Probabilidade Acumulada (VPL= $\Delta CV-I$ ) – Índice Ômega

O critério de maximização do Índice Ômega para a avaliação de investimentos sob condições de incerteza foi utilizado para validar a classificação dos projetos de acordo com a Razão Y, cujo cálculo considera valores médios das distribuições de custo

variável de operação do sistema. Nesse sentido, as distribuições do VPL do benefício econômico ao operar o sistema com a configuração expandida para atendimento à carga crítica  $E^*$ , em relação à operação do sistema com a configuração inicial visando atender a uma carga  $E_0^*$ , são ilustradas nas Fig. 6.15, Fig. 6.16, Fig. 6.17 e Fig. 6.18 dadas as expansões através de diferentes alternativas. O valor do índice ômega – razão entre ganhos e perdas – foi calculado, comprovando os resultados obtidos, já que todos os valores são maiores que um. Contudo, como estão sendo comparadas duas configurações (com e sem expansão) que atendem as suas cargas ótimas ( $E^*$  e  $E_0^*$ ), os ganhos (área superior) e perdas (área inferior) são relativamente pequenos, o que compromete a visualização da diferença entre as áreas nas curvas de distribuição de probabilidade.

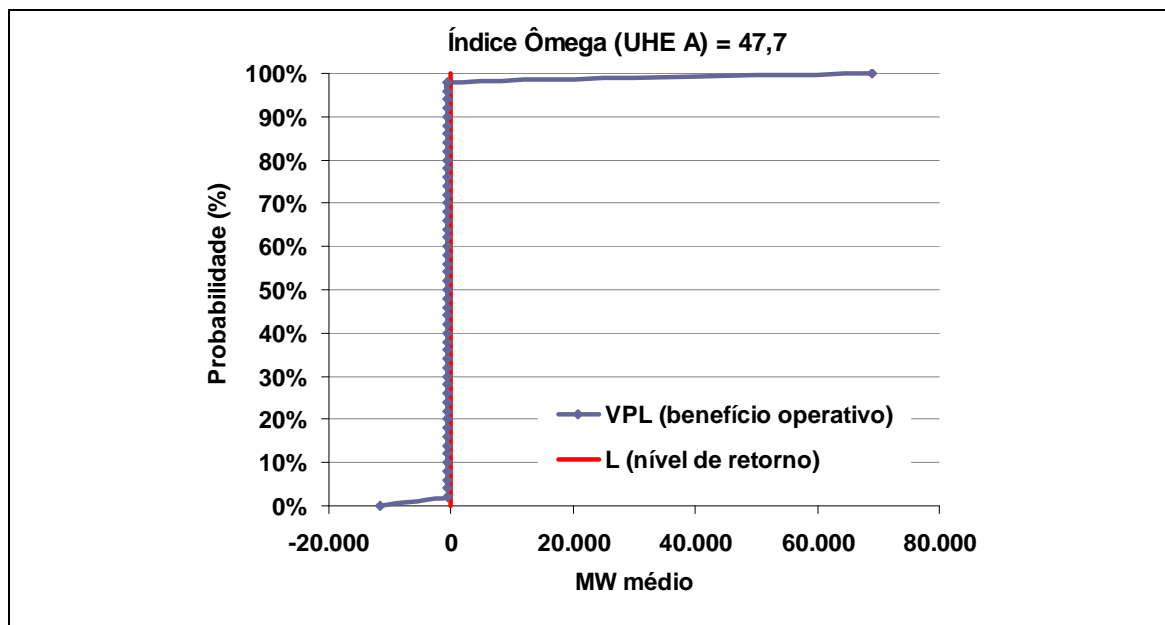


Fig. 6.15 – Distribuição de Probabilidade Acumulada ( $VPL=\Delta CV-I$ ) dado o Atendimento à Carga Ótima  $E^*$  pela UHE A – Índice Ômega

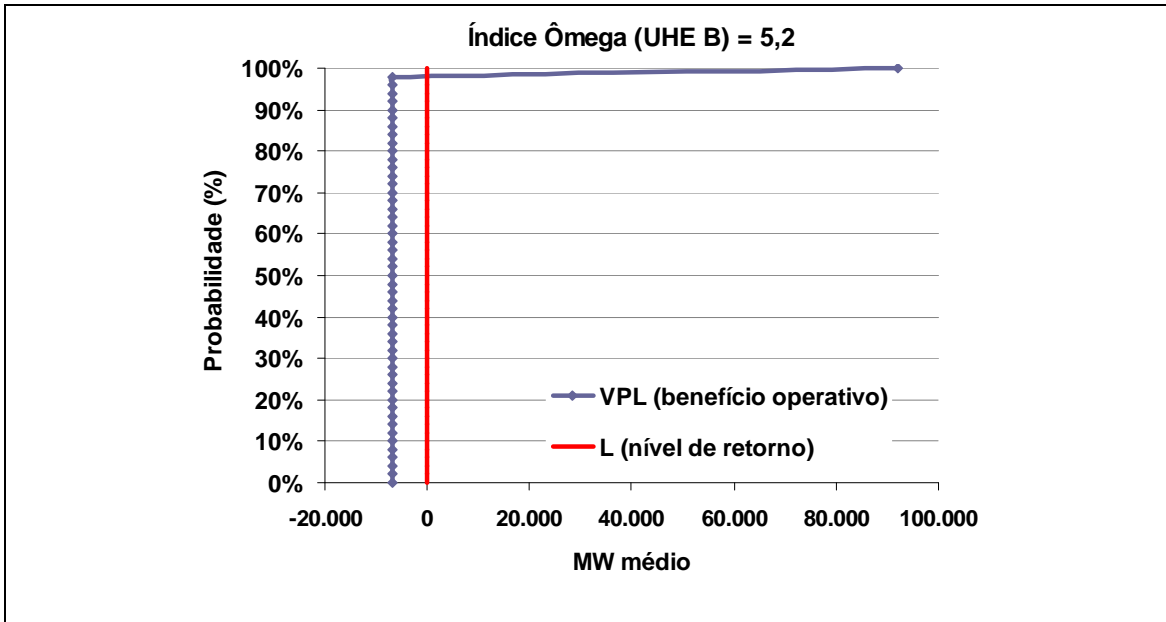


Fig. 6.16 – Distribuição de Probabilidade Acumulada ( $VPL = \Delta CV - I$ ) dado o Atendimento à Carga Ótima  $E^*$  pela UHE B – Índice Ômega

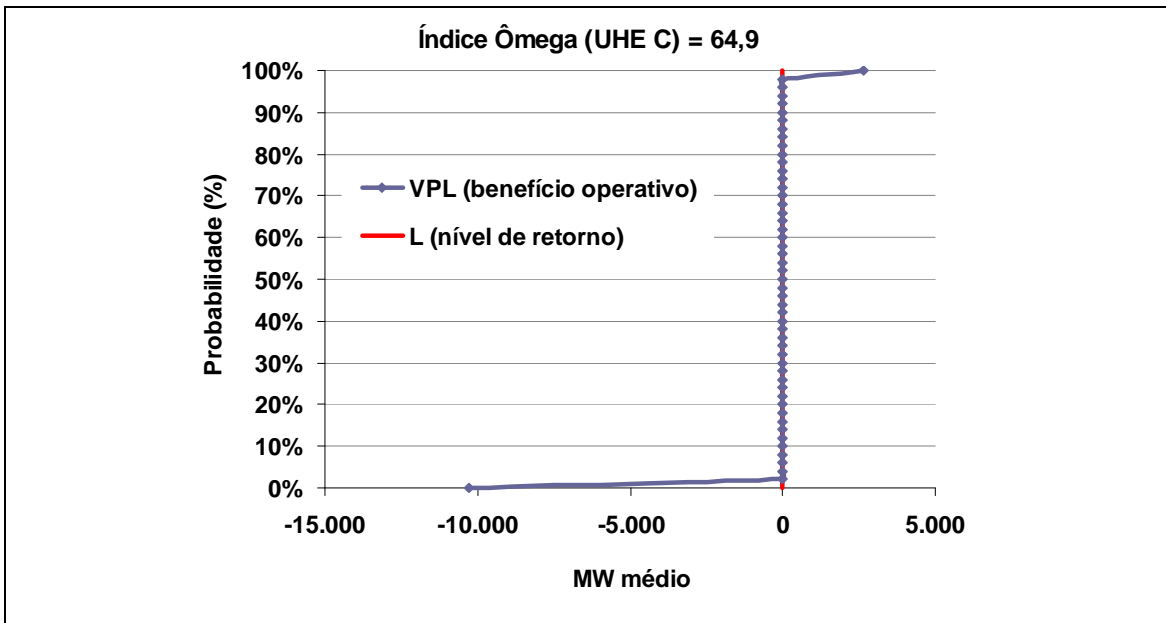


Fig. 6.17 – Distribuição de Probabilidade Acumulada ( $VPL = \Delta CV - I$ ) dado o Atendimento à Carga Ótima  $E^*$  pela UHE C – Índice Ômega



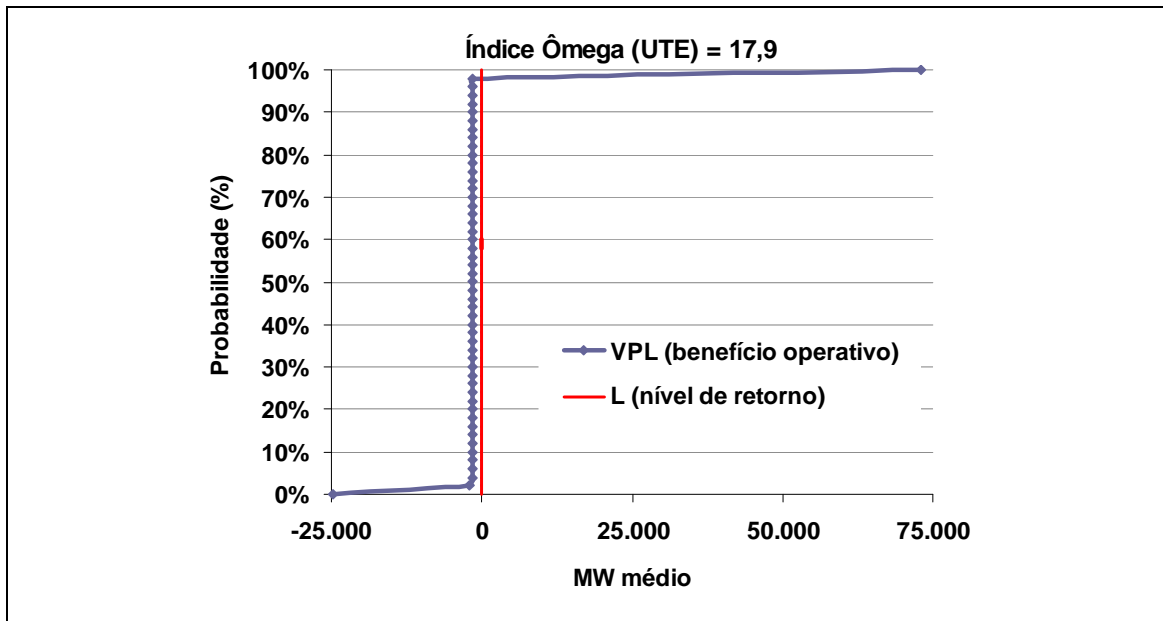


Fig. 6.18 – Distribuição de Probabilidade Acumulada (VPL= $\Delta CV-I$ ) dado o Atendimento à Carga Ótima  $E^*$  pela UTE – Índice Ômega

Outra forma de comparar alternativas de expansão é verificar a dominância estocástica da distribuição do custo de operação após a expansão ( $CO^*$ ) em relação à distribuição do custo de operação na configuração original ( $CO_0^*$ ), ou seja, antes da expansão, como mostrado nas Fig. 6.19, Fig. 6.20, Fig. 6.21 e Fig. 6.22. As avaliações dos riscos dos investimentos utilizando tanto a métrica do índice ômega, quanto a da dominância estocástica, são feitas comparando as mesmas configurações. Com isso, é possível comparar também os resultados obtidos com o uso das duas métricas.

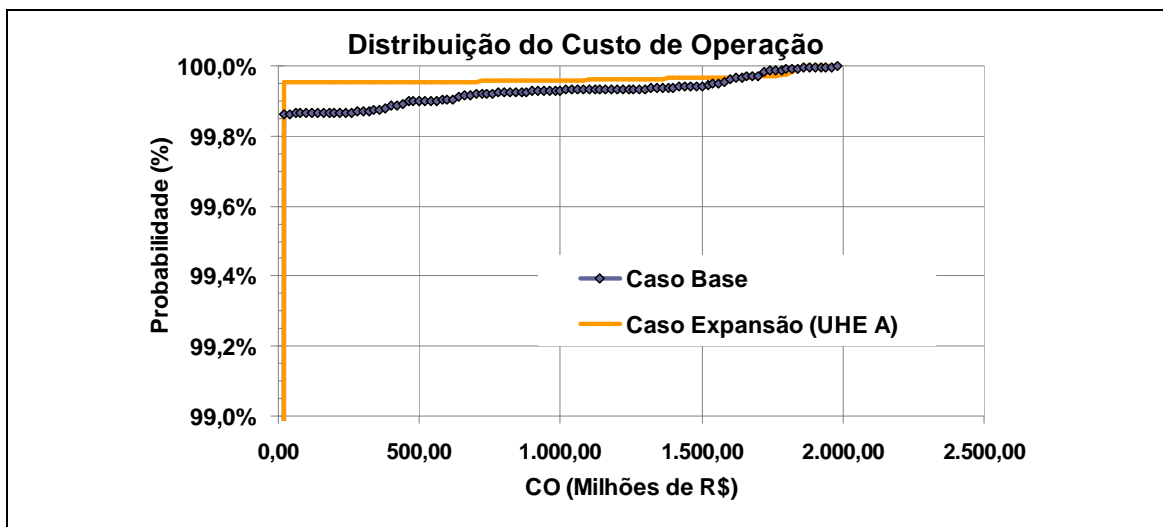


Fig. 6.19 – Distribuição de Probabilidade Acumulada Antes -  $CO_0(E_0^*)$  e Após -  $CO(E^*)$  a Adição da UHE A

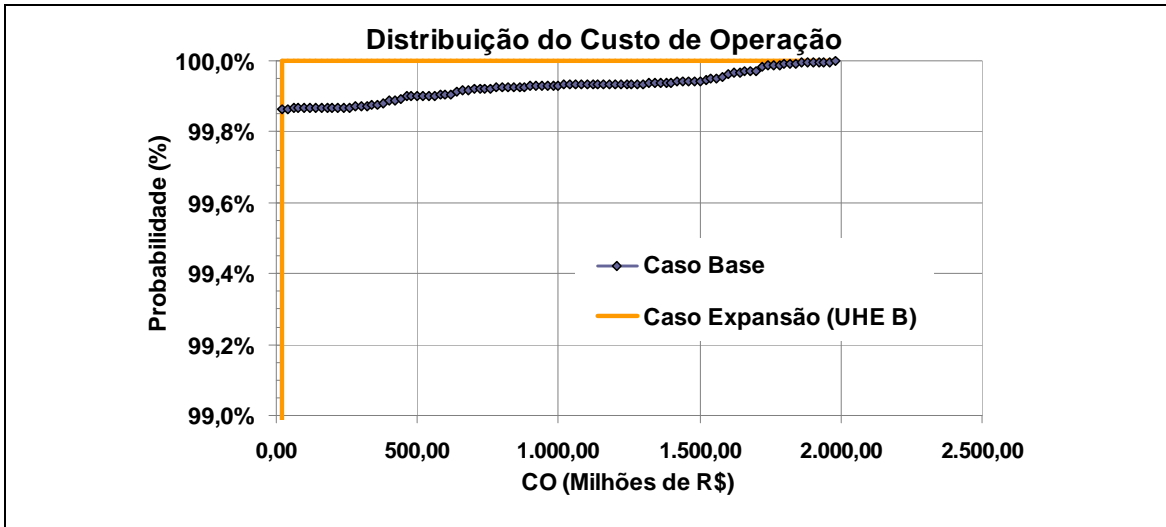


Fig. 6.20 – Distribuição de Probabilidade Acumulada Antes -  $CO_0(E_0^*)$  e Após -  $CO(E^*)$  a Adição da UHE B

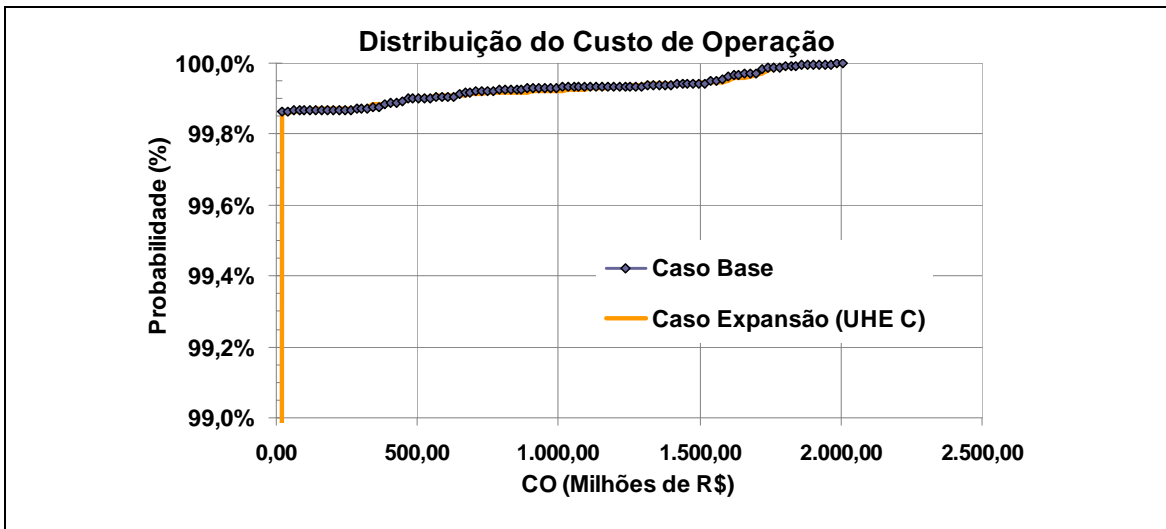


Fig. 6.21 – Distribuição de Probabilidade Acumulada Antes -  $CO_0(E_0^*)$  e Após -  $CO(E^*)$  a Adição da UHE C

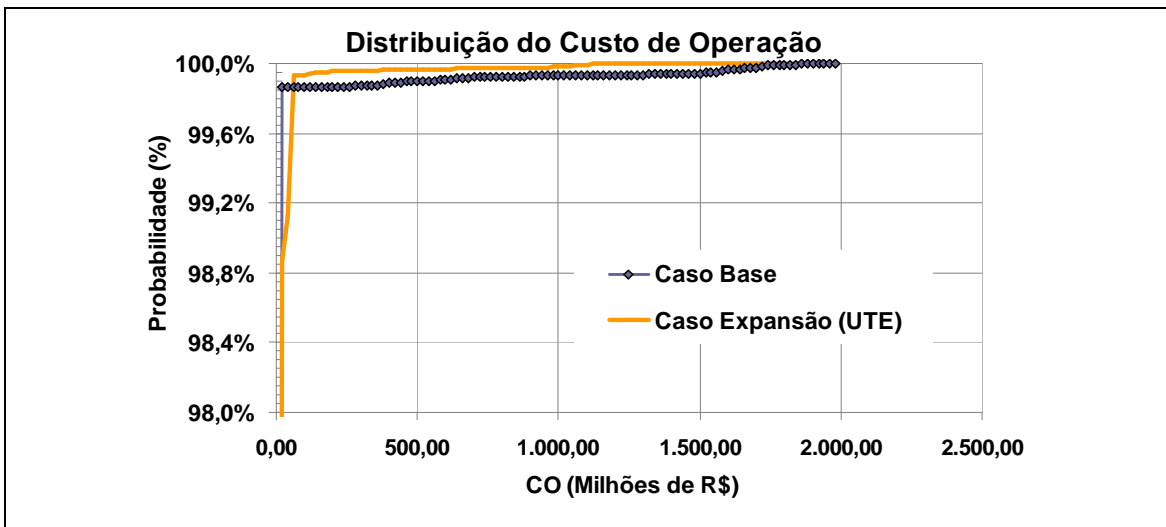


Fig. 6.22 – Distribuição de Probabilidade Acumulada Antes -  $CO_0(E_0^*)$  e Após -  $CO(E^*)$  a Adição da UTE

Na Fig. 6.20 pode-se observar que a distribuição do CO após a adição da UHE B ( $CO_{UHE\ B}$ ) está acima da distribuição do CO na configuração original ( $CO_0$ ), o que significa que para qualquer cenário hidrológico que reflète em cenário do custo de operação ( $CO_i$ ), a probabilidade do  $CO_{UHE\ B} \leq CO_i$  é maior do que  $CO_0 \leq CO_i$ , mostrando que a adição da UHE B efetivamente produz um benefício econômico, não apenas em média, mas para todos os cenários ( $CO_i$ ).

A mesma conclusão pode ser obtida ao comparar as distribuições de CO antes ( $CO_0$ ) e após ( $CO_{EXP}$ ) a inclusão dos demais projetos – UHE A, UHE C e UTE – ao sistema, a menos de poucos cenários “i”, onde a probabilidade do  $CO_{EXP} \leq CO_i$  é levemente inferior a  $CO_0 \leq CO_i$ . Este comportamento pode ser atribuído à precisão do modelo de despacho de oferta usado para executar a operação do sistema. Dado o pequeno porte da UHE C frente à dimensão do sistema na configuração inicial, as distribuições do CO são semelhantes ao considerar a expansão apenas com este projeto.

Até o momento, foi apresentado o raciocínio para a execução deste estudo de caso sem mencionar uma das características principais do sistema brasileiro, a separação em subsistemas, interconectados por um vasto sistema de transmissão. Dessa forma, ainda não se considerou a limitação do fluxo de energia entre estas regiões, o que poderá influenciar significativamente na decisão de expansão da oferta de geração.

Os projetos de transmissão, assim como os de geração tem como função otimizar o uso dos recursos energéticos, por isso, seus impactos sobre a capacidade de produção do sistema são semelhantes – aumento da média da produção de energia e redução da variância e assimetria. A não consideração dos intercâmbios deve-se a dificuldade em representar a indivisibilidade do custo de investimento em transmissão (linhas, subestações, equipamentos de proteção e de controle de tensão, etc.) e da sua repartição entre os agentes de produção e consumo<sup>27</sup>.

---

<sup>27</sup> O problema da repartição de custos e benefícios da transmissão vem sendo discutido desde o advento dos mercados de energia. Uma das propostas mais interessantes é a da utilização do algoritmo de *Aumann-Shapley* (JUNQUEIRA *et al.*, 2007), que simula um jogo cooperativo entre os agentes.

## 6.3 ALOCAÇÃO TEMPORAL DOS PROJETOS DE GERAÇÃO

O cálculo do  $\Delta E_{95\%}$  é o primeiro passo para a tomada de decisão quanto à alocação temporal dos projetos de geração. O próximo passo consiste em calcular o acréscimo ótimo de energia no sistema –  $\Delta E$  – capaz de trazer retorno econômico. Desta maneira, como o custo de déficit foi pré-fixado (definido exogenamente), podem existir três situações distintas:  $\Delta E_{95\%} > \Delta E$ ,  $\Delta E_{95\%} = \Delta E$  e  $\Delta E_{95\%} < \Delta E$ . Quando o acréscimo de energia tanto do ponto de vista de segurança energética quanto econômico são iguais, significa que o custo de déficit considerado está adequadamente ajustado.

Neste estudo de caso, como o foco não é a obtenção do valor do déficit de energia para a sociedade, são feitas considerações para a tomada de decisões, portanto, nas situações em que o  $\Delta E_{95\%}$  é diferente de  $\Delta E$  foi estabelecido que  $\Delta E_{95\%}$  é o fator limitante, ou seja, estabelece o prazo final (T) para um investimento na expansão da capacidade de produção. Já o  $\Delta E$  tem a função de estabelecer o prazo inicial para a inclusão de determinado projeto, de forma que ele traga algum retorno econômico para o sistema.

Conhecidas as condições de contorno do problema e sabendo que os projetos de geração possuem vidas úteis econômicas finitas, em função da tecnologia de geração e do seu efetivo despacho, calcula-se o fluxo de caixa uniforme equivalente, através do procedimento descrito na seção 5.3 deste trabalho, para avaliação e comparação do benefício econômico líquido das alternativas de expansão.

O planejamento da expansão é um problema de decisão sob incerteza, por isso, para tomar a decisão de investimento podem ser utilizados alguns conceitos econômicos, desde o critério clássico, que utiliza como métrica de rentabilidade o Valor Presente Líquido – VPL do investimento a critérios que representam a aversão ao risco do investidor, tais como a análise do valor da opção de espera (Teoria das Opções Reais) – mencionado e recomendado na seção 5.4 – e a análise do valor sob risco (VaR – *value at risk*) dos cenários de VPL.

Conforme alertado na seção 5.5, os esforços para a elaboração deste trabalho concentraram-se no desenvolvimento da primeira etapa da metodologia, ou seja, em classificar os projetos de geração candidatos a expansão de acordo com sua relação custo-benefício. Destarte, o estudo de caso apresentado neste capítulo tem como

objetivo consolidar as ações e os conceitos trazidos nesta etapa da metodologia para sua aplicação de forma adequada. A segunda etapa, portanto, que diz respeito à alocação temporal dos projetos, não foi reproduzida em um estudo de caso e deverá ser alvo de trabalhos futuros.

## **6.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS**

A proposta de uma metodologia alternativa para a execução do planejamento da expansão que utilize um programa de despacho hidrotérmico e não incorpore uma variável inteira para otimização dos recursos energéticos (variável investimento é considerada exogenamente) é vantajosa do ponto de vista de esforço computacional.

Somada a isto, a obtenção de um critério de classificação de projetos de geração bem estruturado e que avalie a dependência em relação à configuração inicial do sistema, relacionada à indivisibilidade dos projetos, representa uma contribuição para a atividade de planejamento da expansão da capacidade de produção de energia elétrica.

Além disso, a consideração da equivalência entre os custos marginais de longo (CME) e curto (CMO) prazos, sem precisar para isso definir exogenamente o CME, como uma pré-condição, torna o planejamento da expansão mais consistente com a lógica econômica.

A análise gráfica da capacidade de produção do sistema é um instrumento que contribui para a melhor interpretação do problema, ajudando o planejador a definir ações para manutenção do equilíbrio do sistema. O estudo de caso apresentado neste capítulo mostra que a metodologia privilegia aqueles projetos que contribuem para o aumento da capacidade de regularização do sistema, ou seja, aqueles que levam a um "achatamento" da curva de distribuição de probabilidade da capacidade de produção (manutenção da média e redução do desvio padrão).

Por fim, a utilização de métricas de risco para a avaliação dos investimentos torna a decisão de expansão mais confiável, na medida em que a média e a variância de uma distribuição podem não ser suficientes para descrevê-la. Assim como o custo de investimento, os critérios para a avaliação do risco também são considerados externamente a solução do problema de otimização, exercendo a função de fiscal na etapa de classificação dos projetos e papel decisivo na etapa de alocação temporal.

## **7 CONCLUSÕES E PROPOSTAS PARA TRABALHOS FUTUROS**

A atual metodologia do planejamento energético da expansão da geração é baseada no ajuste da oferta, de modo que o valor médio do custo marginal de curto prazo da produção (CMO) não ultrapasse o valor suposto (predefinido) do custo marginal de longo prazo da produção (CME), adicionando projetos de geração em ordem crescente de custo total, também previamente estimado. O CMO é uma consequência do despacho ótimo dos recursos energéticos disponíveis, determinado através da simulação do sistema de energia elétrica por um modelo de operação, o NEWAVE.

A necessidade de adequar à lógica econômica o procedimento adotado para a tomada de decisões de expansões da geração do sistema elétrico brasileiro, diante suas diversas condições de incerteza, levou a elaboração da metodologia alternativa, apresentada neste trabalho. Esta metodologia visa determinar, de forma organizada e bem estruturada, uma estratégia de expansão da geração buscando atender o princípio da equivalência entre CMO e CME, sem que seja necessário a pré-definição do CME.

Nesse sentido, a análise conjunta do custo de operação (resultante da simulação da operação com o modelo disponível) e do custo de investimento (considerado externamente ao modelo) de empreendimentos de geração térmica e hidráulica, mostra-se fundamental para a determinação da expansão ótima do sistema. Desta forma, a escolha dos projetos de usinas geradoras a serem adicionados à configuração do sistema, bem como sua alocação temporal, é ditada pelo benefício econômico proporcionado ao sistema, tornando-se mais eficiente sob este foco. Para a quantificação deste benefício, é explorada a análise da distribuição de probabilidades da capacidade de produção de energia, indicando como ela se transforma em decorrência do aumento de produtividade hidrelétrica, da capacidade de regularização e do potencial de geração termelétrica complementar.

Além disso, a metodologia proposta leva em consideração a dependência da estimativa da relação custo-benefício do investimento com a configuração inicial do sistema, buscando um tratamento adequado para ela. Esta dependência está diretamente

relacionada à indivisibilidade dos projetos (a capacidade de produção de energia elétrica não cresce continuamente e sim em degraus), constituindo uma restrição para a obtenção da equivalência entre o CMO e CME.

A decisão de investir requer também a avaliação do risco dos investimentos, e não apenas do VPL esperado (valor médio da distribuição do custo de operação), como apresentado.

Tendo em vista as características físicas e operativas dos empreendimentos de geração, a metodologia proposta neste trabalho, fornece uma estimativa do benefício econômico para o sistema com a inclusão de geração termelétrica e hidrelétrica. Embora a metodologia proposta possa ser aplicada também à análise da expansão da capacidade de intercâmbio (capacidade de transmissão de energia), esta ainda requer desenvolvimento adicional, no sentido de repartição dos custos da capacidade de transmissão entre todos os agentes de produção, incluindo os existentes.

Apesar do trabalho propor uma metodologia alternativa que engloba todo o processo de planejamento da expansão de energia elétrica, o estudo se deteve a análise minuciosa para a consolidação da primeira etapa da metodologia, que se refere a classificação/priorização dos projetos de geração candidatos a expansão do sistema (simulação estática da operação). A consolidação da segunda etapa, portanto, deve ser objeto de trabalhos futuros, que aliada aos resultados da primeira etapa, será responsável pela alocação temporal de cada projeto (simulação dinâmica da operação) de modo que tragam benefício econômico para o sistema e mantenham o equilíbrio entre oferta e demanda. Nesse sentido, o critério de decisão de investimento sob incerteza sugerido neste trabalho - análise de Opções de Espera - necessita ainda de uma avaliação criteriosa para a aplicação na metodologia para planejamento da expansão.

Outro aspecto que não foi abordado neste trabalho e ainda carece de análise adicional é o da metodologia para definição e aplicação do custo de déficit, que afeta diretamente o planejamento energético da expansão e da operação e a viabilidade comercial da expansão. A sua consideração explícita pelo modelo de operação, que requer a sua pré-definição, pode levar a indicação de sobreoferta no sistema (assim como a pré-definição do CME), quando o risco implícito do déficit é menor que o limite considerado aceitável para a manutenção do equilíbrio estático entre oferta e demanda. Contudo, a metodologia proposta neste trabalho sugere uma forma de lidar com esta questão.

## 8 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- AMARANTE, O. C., *et al.*, 2001, “Wind-Hydro Complementary Seasonal Regimes in Brazil”, *DEWI Magazine*, n. 19 (Ago), pp. 79-86.
- ANDERSSON, R., BOHMAN, M., 1985, “Short- and Long-Run Marginal Cost Pricing: On Their Alleged Equivalence”, *Energy Economics*, v. 7, n. 4 (Out), pp. 279-288.
- ANDRADE & CANELLAS, 2008, *Desafios na Gestão de Investimentos em Usinas Hidrelétricas e Ações Planejadas para o Setor em Função de Limites para Renovação dos Contratos de Concessão*. Disponível em: <http://www.andradecanellas.com.br/downloads/summit.pdf>. Acesso em: 02 jul. 2010, 23:00:00.
- BAJAY, S. V., 2002, “Uma Revisão Crítica do Atual Planejamento da Expansão do Setor Elétrico Brasileiro”, *Revista Brasileira de Energia*, v. 9, n. 1.
- BTM Consult ApS, 2010, *World Market Update 2008 (Forecast 2009-2013)*. Disponível em: [http://www.btm.dk/news/world+market+update+2008+forecast+2009-2013/?s=9&p=1&n=6&p\\_id=2&year=2009](http://www.btm.dk/news/world+market+update+2008+forecast+2009-2013/?s=9&p=1&n=6&p_id=2&year=2009). Acesso em: 20 mai. 2010, 13:35:00.
- CCPE, 2002, *Sumário Executivo - Plano Decenal de Expansão de Energia 2003-2012*, Ministério de Minas e Energia, Secretaria de Energia, Brasília, Brasil.
- CEPEL, 1999, “MODPIN – Manual de Metodologia”, Rio de Janeiro, Brasil.
- CEPEL, 2002, *Atlas do Potencial Eólico Brasileiro*. Disponível em: [http://www.cresesb.cepel.br/index.php?link=/atlas\\_eolico\\_brasil/atlas.htm](http://www.cresesb.cepel.br/index.php?link=/atlas_eolico_brasil/atlas.htm). Acesso em: 26 jun. 2010, 17:45:00.
- CUNHA, D. M., 1960, *Produção, transporte e distribuição de energia elétrica. Centrais hidrelétricas.*, CEUE Editora, Porto Alegre.
- DIXIT, A. K., PINDYCK, R. S., 1994, *Investment Under Uncertainty*. Princeton University Press, New Jersey, EUA.



- EIA-DOE, 2009, *Annual Energy Outlook*. Disponível em:  
<http://www.eia.doe.gov/oiaf/forecasting.html>. Acesso em: 10 set. 2009.
- ELETROBRÁS – Centrais Elétricas Brasileiras S.A, 1985, *BACUS, Balanço a Equicusto*, DOS/DEOP.
- ELETROBRÁS – Centrais Elétricas Brasileiras S.A, 2005, *Sistema de Informações do Potencial Hidrelétrico Brasileiro – SIPOT*. Disponível em:  
[http://www.eletrabras.com.br/EM\\_Atuacao\\_SIPOT/sipot.asp](http://www.eletrabras.com.br/EM_Atuacao_SIPOT/sipot.asp). Acesso em: 02 jul. 2010, 15:10:00.
- EPE, 2006, *Plano Nacional de Energia 2030 (PNE 2030)*, Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética, Rio de Janeiro.
- EPE, 2009, *Plano Decenal de Expansão de Energia 2008-2017 (PDE 2008-2017)*, Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética, Rio de Janeiro.
- EPE, 2010, *Balanço Energético Nacional - Ano Base 2009 (BEN 2010)*, Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética, Rio de Janeiro.
- EPE, 2010, *Plano Decenal de Expansão de Energia 2019 (PDE 2019)*, Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética, Rio de Janeiro.
- FORTUNATO, L. A. M., NETO, T. A. A., ALBUQUERQUE, J. C. R., PEREIRA, M. V. F., 1990, *Introdução ao Planejamento da Expansão e Operação de Sistemas de Produção de Energia Elétrica*, Editora da Universidade Federal Fluminense.
- GOMES, L. L., 2002, *Avaliação de Termelétricas no Brasil Estudando o Melhor Momento de Investimento Por Modelos de Opções Reais*. Tese de Doutorado, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.
- GOMES, L. L., BRANDÃO, L. E., PINTO, A. C. F., 2010, “Otimização de Carteiras de Contratos de Energia Elétrica através de Medida Ômega”, *Revista Brasileira de Finanças*, v. 8, n. 1, pp. 45-67.
- IEA - INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2001, *Flexibility in Natural Gas Supply and Demand*, OECD, Paris, França.
- INB – Indústrias Nucleares do Brasil, 2010, *FCN - Enriquecimento*. Disponível em:  
[http://www.inb.gov.br/inb/WebForms/Interna2.aspx?secao\\_id=59](http://www.inb.gov.br/inb/WebForms/Interna2.aspx?secao_id=59). Acesso em: 01 jun. 2010, 12:30:00.

- JÚNIOR, Z. S. M., 2000, *Modelo da Expansão da Geração a Longo Prazo Considerando Incertezas e Garantia de Suprimento*. Tese de M.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.
- JUNQUEIRA, M., COSTA, L. C., BARROSO, L. A., OLIVEIRA, G. C., THOMÉ, L. M., PEREIRA, M. V., 2007, “An Aumann-Shapley Approach to Allocate Transmission Service Cost Among Network Users in Electricity Markets”, *IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS*, v. 22, n. 4 (Nov), pp. 1532-1546.
- KAZEMI, H., SCHNEEWEIS, T., GUPTA, R., 2003, “Omega as a Performance Measure”, *Center of International Securities and Derivatives Markets*, University of Massachusetts, Amherst.
- KEATING, C., SHADWICK, W. F., 2002, “A Universal Performance Measure”, *Journal of Performance Measurement*, v. 6, n. 3 (Spring), pp. 59-84.
- KELMAN, J., PEREIRA, M.V.F., 1977, “Critérios de Avaliação para Modelos de Séries Hidrológicas”, *IV SNPTEE*, Recife.
- LISBOA, M. L. V., MARZANO, L. G. B., SABÓIA, C. H. M., MACEIRA, M. E. P., MELO, A. C. G., 2008, “A Mixed-Integer Programming Model for Long Term Generation Expansion Planning of the Brazilian System”, 16th Power Systems Computation Conference, Glasgow, Scotland, 14-18 Julho.
- LISBOA, M. L. V., MARZANO, L. G. B., SABÓIA, C. H. M., MACEIRA, M. E. P., MELO, A. C. G., 2006, “Discussão de Premissas Básicas para a Modelagem do Problema de Planejamento da Expansão da Geração de Longo Prazo”, *X Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica*, n. 157, Florianópolis, Brasil, 21-25 Maio.
- MACEIRA, M. E. P., MERCIO, C. M. V. B., 1997, "Stochastic Streamflow Model for Hydroelectric Systems", *5th International Conference PMAPS – Probabilistic Methods Applied to Power Systems*, Vancouver, Canada.
- MACEIRA, M. E. P., SUANO, C. M., COSTA, J. P., 1993, *Modelo Estratégico de Geração Hidrotérmica a Subsistemas – NEWAVE – Especificação Funcional*, Relatório Técnico CEPEL n° DPP/PEN – 1003/93.

- PEREIRA, M. V. F., 1989, "Optimal Stochastic Operations of Large Hydroelectric Systems", *Electrical Power & Energy Systems*, v. 11, n. 3 (Jul), pp. 161-169.
- SILVA, E. L., 2001, *Formação de Preços em Mercados de Energia Elétrica*, Editora Sagra Luzzatto, Porto Alegre, Brasil.
- TOLMASQUIM, M. T., 2005, *Geração de Energia Elétrica no Brasil*, Editora Interciência, Rio de Janeiro, Brasil.
- TRINKENREICH, J., PINHEIRO, S. F., 1982, "Expansão a Longo Prazo do Sistema Elétrico usando Programação Linear", *XV Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional*, Anais I, pp. 243-258, Rio de Janeiro, Brasil.
- VILA, C. U., 2009, *Planejamento Integrado da Expansão de Sistemas de Energia Elétrica e Gás Natural com Critérios de Desenvolvimento Energético Sustentável*. Tese de Doutorado, Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, MG, Brasil.
- WÄRTSILÄ, 2010, *WÄRTSILÄ 50DF Data Sheet*. Disponível em:  
<http://www.wartsila.com/en/productsservices/productportfolio/product,,32105987216222770,no,8003.htm>. Acesso em: 02 jul. 2010, 18:52:00.
- JÚNIOR, Z. S. M., 2000, *Modelo da Expansão da Geração a Longo Prazo Considerando Incertezas e Garantia de Suprimento*. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.