

ESTE EXEMPLAR CORRESPONDE A REDAÇÃO FINAL  
TESE DEFENDIDA POR João Carlos de  
Mendonça Nascentes E APROVADA  
COMISSÃO JULGADORA EM 10/08/02.  
Paulo de Barros Correia  
ORIENTADOR

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS  
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA  
COMISSÃO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA

# Influência do Custo do Déficit de Energia nos Preços *Spot* de Energia Elétrica no Brasil

Autor: João Carlos de Mendonça Nascentes  
Orientador: Prof. Dr. Paulo de Barros Correia

08/02

UNICAMP  
BIBLIOTECA CENTRAL

UNICAMP  
BIBLIOTECA CENTRAL  
SEÇÃO CIRCULANTE

**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS  
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA  
COMISSÃO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA  
PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ENERGÉTICOS**

# **Influência do Custo do Déficit de Energia nos Preços *Spot* de Energia Elétrica no Brasil**

Autor: João Carlos de Mendonça Nascentes  
Orientador: Prof. Dr. Paulo de Barros Correia

Curso: Planejamento de Sistemas Energéticos

Dissertação de mestrado acadêmico apresentada à comissão de Pós Graduação da Faculdade de Engenharia Mecânica, como requisito para a obtenção do título de Mestre em Planejamento de Sistemas Energéticos.

Campinas, 2002.  
SP – Brasil

UNIDADE 30  
Nº CHAMADA UNICAMP  
N17i  
V \_\_\_\_\_ EX \_\_\_\_\_  
TOMBO BCI 51576  
PROC 16-837/02  
C \_\_\_\_\_ D<sup>x</sup> \_\_\_\_\_  
PREÇO R\$ 11,00  
DATA 15/11/02  
Nº CPD \_\_\_\_\_

CM001764B2-7

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA  
BIBLIOTECA DA ÁREA DE ENGENHARIA - BAE - UNICAMP

N17i

Nascentes, João Carlos de Mendonça

Influência do custo do déficit de energia nos preços spot de energia elétrica no Brasil / João Carlos de Mendonça Nascentes.--Campinas, SP: [s.n.], 2002.

Orientador: Paulo de Barros Correia.

Dissertação (mestrado) - Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica.

1. Custo. 2. Energia elétrica. 3. Planejamento. I. Correio, Paulo de Barros. II. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Mecânica. III. Título.

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS  
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA  
COMISSÃO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA  
PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ENERGÉTICOS

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO ACADÊMICO

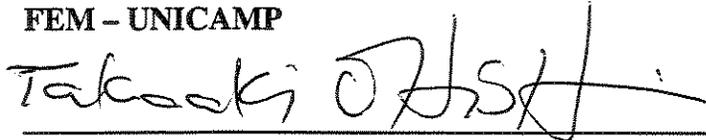
**Influência do Custo do Déficit de Energia nos  
Preços *Spot* de Energia Elétrica no Brasil**

Autor: João Carlos de Mendonça Nascentes  
Orientador: Prof. Dr. Paulo de Barros Correia



---

Prof. Dr. Paulo de Barros Correia, Presidente  
FEM – UNICAMP



---

Prof. Dr. Takaaki Ohishi  
FEEC – UNICAMP



---

Prof. Dr. Arnaldo César da Silva Walter  
FEM – UNICAMP

20254960

Campinas, 10 de agosto de 2002.

## **Agradecimentos**

Ao Prof. Paulo de Barros Correia pela orientação.

Aos colegas que participaram comigo nas diversas disciplinas, ou que conviveram na FEM e FEE, pelo companheirismo e auxílio, e em especial ao colega Adriano pela ajuda na parte de Informática.

Aos Professores Paulo, Arnaldo, Bajay, Secundino, Takaaki, Sinclair, Furtado e Luengo, cujas disciplinas contribuíram direta ou indiretamente para este trabalho.

Ao Prof. Bajay, ao Eng<sup>o</sup> Paulo César Magalhães Domingues e ao Eng<sup>o</sup> Arthur Steiner, pelas informações prestadas.

Ao pessoal de apoio administrativo da FEM, que sempre atendeu prontamente nossas solicitações.

À minha esposa e filhos pelo sacrifício e apoio.

## Resumo

NASCENTES, João C. de Mendonça, *Influência do custo de déficit de energia nos preços spot de energia elétrica no Brasil*, Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2002, 96 p, Dissertação (Mestrado).

Este trabalho mostra como os custos de déficit de energia elétrica afetam os preços *spot* no Brasil. Ele apresenta as metodologias de avaliação dos custos de déficit de energia; os resultados de simulações utilizando o modelo de cálculo de preços e variando os valores de custo de déficit para verificar o efeito nos preços; os estudos de sensibilidade dos preços a aumentos de afluência aos reservatórios e aumentos na taxa de desconto; os estudos realizados por instituições do setor elétrico brasileiro sobre o efeito dos custos do déficit nos preços e nos riscos de déficit; os histórico de critérios de confiabilidade utilizados no Brasil; os estudos de custos de déficit de energia e potência no Brasil e em algumas partes do mundo. Ele conclui que as elevações de custos de déficit têm efeito muito maior sobre o aumento dos preços *spot* do que sobre a redução dos déficits; é importante, em escassez, a fixação de limite de preços; a forma como o modelo de preços trata afluências passadas provoca distorções na sinalização de preços; o aumento da taxa de descontos diminui o custo total de operação; a utilização de curva de custo de déficit com mais de um patamar é mais adequada do que a de um único patamar de déficit; o preço *spot* não é suficiente para sinalizar escassez futura de energia e forçar novos investimentos; o custo de déficit não parece ser um valor adequado como referência para cálculo de preço *spot*. Ele comenta: a necessidade de conhecer os riscos de déficit e custos de déficit implícitos no critério de curva de segurança de suprimento de energia elétrica no Brasil; as limitações da curva de custo de déficit de energia, a necessidade de sua atualização e a sua importância na avaliação de planos de expansão e operação; a importância de curvas de custo de déficit de energia por

regiões, setores econômicos e alguns consumidores individuais; a necessidade de estudar os fatores que fazem com que os critérios da operação do sistema se afastem dos de planejamento da expansão e até que ponto este afastamento deve ser minimizado; a necessidade de indicadores de riscos de déficits, preços de mercados futuros e ações de última instância de governo para garantir o suprimento; que é importante de estudar a necessidade de mecanismos de maior transparência dos mercados bilaterais; a necessidade de incorporar as alternativas de fontes de energia móvel, de outros países, ao planejamento da operação e expansão, em casos de escassez de energia; a importância de avaliar a possibilidade de uso de modelos de otimização não linear ao invés de programação dinâmica nos modelos de planejamento de operação e expansão do sistema.

*Palavras Chave*

Custo do Déficit, Preço *Spot*, Energia Elétrica.

## **Abstract**

NASCENTES, João C. de Mendonça, *Energy deficit cost influence in spot prices in Brazil*, Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2002, 96 p, Dissertação (Mestrado).

This work tries to show how energy deficit costs affect spot prices in Brazil. It presents: evaluation methodologies for deficit social cost per unit of non supplied energy; simulation results using price models, where energy deficit costs values were modified to verify the effect in prices; sensitivity studies in prices caused by increases in past inflows to reservoirs and in discount rate; studies realized by institutions in Brazilian electric sector about energy deficit costs effect in prices and in energy deficit risks; historical data about reliability criteria; studies about energy deficit costs and power capacity deficit costs used in Brazil and other countries. It concludes that: increases in energy deficit costs have greater effect in spot prices increases than in energy deficit reductions; its important, in deficit situations, to fix a price cap; the way price models consider past inflows to reservoirs causes distortions in price signaling; when discount tax increases total deficit cost decreases; it is more adequate to use a energy deficit cost curve considering various costs for various deficit percentages instead of considering only one cost for any deficit percentage; spot price is not enough to signal future possibility of deficit occurrence and to force new investments; deficit costs do not seem to be adequate as a reference to calculate spot prices. It comments that: its necessary to know deficit risks and deficit costs that are implied in recent criteria in Brazil that adopts an electric energy supply insurance curve; deficit cost estimates have limitations but they must be constantly updated because they are important to evaluate expansion and operation plans and it is important to know these costs by region, economic sector and for some individual consumers; its necessary to study factors that cause

differences between operation planning criteria and expansion planning criteria and to determine if its necessary to minimize these differences; deficit risks indicators, future market prices and last instance government actions are necessary for supply guaranty; its important to study if mechanisms for bilateral markets transparence are necessary; movable energy generator alternatives from other countries must be considered in expansion and operation planning when deficit risks occurs; its important to evaluate the possibility of using non linear optimization models instead of using dynamic programming in system operation and system expansion planning models.

*Key Words*

Deficit Cost, Spot Prices, Electric Energy

# Índice

|  |            |
|--|------------|
| <b>Lista de Figuras</b>  | <b>iii</b> |
| <b>Lista de Tabelas</b>  | <b>iii</b> |
| <b>1. Introdução</b>   | <b>5</b>   |
| <b>2. Revisão da Literatura</b>  | <b>8</b>   |
| 2.1. Critérios de confiabilidade   | 8          |
| 2.2. Evolução de critérios de confiabilidade no Brasil                   | 12         |
| 2.3. Déficits  | 15         |
| 2.3.1 Tipos de déficits  | 16         |
| 2.3.2 Fatores que afetam os custos de déficit                            | 16         |
| 2.3.3 Composição de custos de déficit                                    | 17         |
| 2.3.4 Metodologias de avaliação de custos de déficit                     | 18         |
| 2.3.5 Determinação de custos de déficit no Brasil                        | 21         |
| 2.3.6 Custos de déficit em outros países                                 | 28         |
| 2.4. Modelos   | 31         |
| 2.4.1 Aspectos dos modelos de planejamento                               | 31         |
| 2.4.2 Cadeia de modelos de planejamento de expansão e operação no Brasil | 35         |
| 2.5. Medidas governamentais no Brasil após o racionamento de 2001 e 2002 | 38         |
| 2.6. Mercados futuros de energia elétrica                                | 40         |
| <b>3. Modelo de cálculo do preço <i>spot</i> no Brasil – NEWAVE</b>      | <b>41</b>  |
| <b>4. Estudos utilizando o modelo de preço <i>spot</i> do Brasil</b>     | <b>48</b>  |
| <b>5. Outros estudos</b>   | <b>63</b>  |
| 5.1. Estudos da Comissão de Custo do Déficit do GCPS                     | 63         |
| 5.1.1. Adoção de curva de déficit em único patamar                       | 63         |

|  |           |
|--|-----------|
| 5.1.2. Adoção de curva de déficits em patamares                                      | 64        |
| 5.1.3. Avaliação de um plano de expansão de 1992 a 1997                              | 69        |
| 5.2. Simulações para testes de validação do NEWAVE – ASMAE (2000)                    | 70        |
| 5.3. Simulações do ASMAE para atualização de custo de déficit – ASMAE (2001)         | 71        |
| 5.4. Simulações do ONS para proposta de atualização de Custo de Déficit – ONS (2001) | 73        |
| 5.5. Simulações do CCPE do Planejamento 2001 – MME (2001)                            | 75        |
| <b>6. Análise geral</b>  | <b>76</b> |
| <b>7. Conclusões e comentários</b>   | <b>91</b> |
| <b>Bibliografia</b>  | <b>94</b> |

## Lista de Figuras

|  |    |
|--|----|
| Figura 1: Custo de interrupção comercial.  | 27 |
| Figura 2: Custo de interrupção industrial. | 27 |

## Lista de Tabelas

|   |    |
|---|----|
| Tabela 1: Estudo do GCPS – 1988 – Custo de déficit de energia por setor econômico com corte de 100% em cada setor e % de corte em relação ao mercado. | 21 |
| Tabela 2: Estudo do GCPS – 1988 – Custo de déficit de energia por setor econômico com corte de 30% em cada setor e % de corte em relação ao mercado.  | 22 |
| Tabela 3: Curva de custo de déficit de energia simplificado e acumulado, por patamares.   | 23 |
| Tabela 4: Custo de déficit de energia simplificado em faixas.   | 24 |
| Tabela 5: Custos da Tabela 4 atualizados para o planejamento de expansão de 1998 e 2001.  | 24 |
| Tabela 6: Custos residenciais de interrupção no Brasil – maio de 1989.  | 26 |
| Tabela 7: Custos de interrupção comerciais no Brasil – dezembro de 1990.  | 26 |
| Tabela 8: Custos de interrupção industriais no Brasil – dezembro de 1990.   | 27 |
| Tabela 9: Custos típicos de interrupção para Canadá e USA.  | 30 |
| Tabela 10: Dados básicos de fevereiro de 2001.  | 49 |
| Tabela 11: Caso 1 – Custo de déficit de 310,00 R\$/MWh.   | 50 |
| Tabela 12: Caso 2 – Custo de Déficit de 400,00 R\$/MWh.   | 51 |

|   |    |
|---|----|
| Tabela 13: Caso 3 – Custo de Déficit de 684,00 R\$/MWh e taxa de desconto de 10% ao ano.          | 51 |
| Tabela 14: Caso 3 A – Custo de Déficit de 684,00 R\$/MWh e taxa de desconto de 6% ao ano.         | 52 |
| Tabela 15: Caso 3 B – Custo de déficit de 684,00 R\$/MWh e taxa de desconto de 12% ao ano.        | 52 |
| Tabela 16: Caso 3 C – Custo de déficit de 684,00 R\$/MWh e taxa de desconto de 13% ao ano.        | 53 |
| Tabela 17: Caso 3 D – Custo de déficit 684,00 R\$/MWh e taxa de desconto de 14% ao ano.           | 53 |
| Tabela 18: Caso 3 E – Custo de déficit 684,00 R\$/MWh e taxa de desconto de 15% ao ano.           | 54 |
| Tabela 19: Caso 3 F – Custo de déficit 684,00 R\$/MWh e taxa de desconto de 16,5% ao ano.         | 54 |
| Tabela 20: Caso 3 G – Custo de déficit 684,00 R\$/MWh e taxa de desconto de 18% ao ano.           | 55 |
| Tabela 21: Caso 4 – Custo de déficit de 1.368,00 R\$/MWh.   | 55 |
| Tabela 22: Caso 5 – Custo de déficit de 2.000,00 R\$/MWh.   | 56 |
| Tabela 23: Caso 6 – 200% da tendência hidrológica do Caso base e custo de déficit 684,00 R\$/MWh. | 56 |
| Tabela 24: Caso 7 – Custo de déficit de 684,00 R\$/MWh e reservatório inicial em 100%.            | 57 |
| Tabela 25: Caso 8 – Custo de déficit em patamares de 183/395/826/938 ( R\$/MWh).**                | 57 |
| Tabela 26: Efeitos no déficit e risco de déficit.   | 58 |
| Tabela 27: Efeitos nos preços spot.   | 58 |
| Tabela 28: Efeitos no armazenamento final e custo total.  | 59 |
| Tabela 29: Efeitos da taxa de desconto no preço spot – Ano 1 – Patamar 1 de carga.                | 59 |
| Tabela 30: Efeitos de taxa de desconto no armazenamento final e custo total.                      | 60 |
| Tabela 31: Estudos GCPS – Custos de déficit de energia utilizados.                                | 65 |
| Tabela 32: Probabilidades de Déficit [%].   | 65 |
| Tabela 33: Probabilidades de déficit acima de 10% do mercado [%].                                 | 67 |
| Tabela 34: Probabilidades de déficit acima de 20% do mercado [%].                                 | 67 |
| Tabela 35: Déficits esperados [% do mercado].   | 68 |
| Tabela 36: Custos esperados de operação para 1987 [milhões de US\$].                              | 68 |
| Tabela 37: Negociações entre consumidores durante o racionamento – MAE.                           | 88 |

## 1. Introdução

Quando um consumidor sofre perda de continuidade no fornecimento de energia elétrica diz-se que ocorreu um déficit no fornecimento.

Existem dois tipos básicos de déficit: o de energia, ou racionamento, em que a perda de continuidade no fornecimento de energia elétrica permanece durante períodos longos (meses), geralmente previsíveis e com aviso prévio ao consumidor, e o de potência, ou interrupção, em que a perda de continuidade no fornecimento ocorre em períodos curtos (minutos, horas ou dias), e em geral sem possibilidade de aviso ao consumidor.

No planejamento de um sistema de geração, transmissão e distribuição, busca-se determinar um total de investimentos em usinas e equipamentos de tal forma que se atenda a demanda com um grau de confiabilidade aceitável e de forma que os prejuízos com os déficits sejam minimizados. Estudos são realizados para estimar os valores dos prejuízos sofridos pelos diversos tipos de consumidores por unidade de energia interrompida. Estes valores, chamados de custos de déficit unitários, são utilizados nos modelos de planejamento, com o intuito de calcular os déficit totais a serem minimizados e o custo total destes déficits.

O custo do déficit de energia, que é o elemento central deste trabalho, juntamente com o risco de déficit de energia, são parâmetros utilizados para definir a confiabilidade do suprimento de energia de um sistema elétrico e têm sido utilizados tanto nos modelos de planejamento da expansão como nos modelos de planejamento da operação do setor elétrico brasileiro.

Transformações vêm ocorrendo no setor elétrico brasileiro, passando de uma filosofia de monopólio estatal para uma filosofia de participação privada, com competição na geração e

comercialização. A competição se dá através de livre negociação de compra e venda de energia. A curto prazo, toda a energia a ser comprada ou vendida que não estiver coberta por contratos bilaterais deve ser liquidada através de um Mercado Atacadista de Energia. Neste mercado os preços *spot* (horários ou de 30 em 30 minutos) seriam determinados com base em uma cadeia de modelos computacionais. Estes modelos, utilizados pelo Operador Nacional do Sistema, órgão responsável pela coordenação da operação do sistema, permitem não só o cálculo do preço *spot* como o cálculo do despacho de geração do sistema elétrico, no planejamento da operação a curto e longo prazo e na programação diária da operação, numa filosofia de despacho centralizado e otimização da operação por minimização de custos.

A contribuição ao tema que se busca neste trabalho é compreender a influência do custo do déficit de energia sobre o preço *spot*, no contexto da metodologia de determinação de preços vigente no Brasil, o que envolve: compreender os critérios de confiabilidade e conhecer o histórico destes critérios no Brasil; compreender o significado do custo de déficit de energia e as limitações das curvas de custo de déficit que são utilizadas nos modelos de cálculo do preço *spot*; conhecer o histórico dos valores de custo de déficit utilizados no planejamento da expansão no Brasil; compreender a cadeia de modelos de planejamento para verificar que informações são fornecidas de um elo para outro da cadeia, e como a influência do custo de déficits futuros pode ser transmitida de um elo da cadeia para o outro até chegar ao modelo que efetivamente calcula os preços; rever trabalhos que possuem formulações ou utilizam técnicas similares às utilizadas pela cadeia de modelos de planejamento do Brasil, a fim de compreender melhor as limitações e o modelo de cálculo de preços; realizar análises de sensibilidade, utilizando o modelo de preços usado atualmente no Brasil, variando-se o custo de déficit, as taxas de desconto e as tendências hidrológicas, a fim de verificar o efeito nos preços *spot*; analisar estudos sobre o tema, realizados por instituições brasileiras como o Operador Nacional do Sistema – ONS, Mercado Atacadista de Energia – MAE, Grupo Coordenado de Planejamento do Sistema – GCPS, etc., verificar suas conclusões e comparar com as obtidas nos estudos próprios.

O Capítulo 2 faz uma revisão da literatura, visando a compreensão de conceitos ligados a modelos de planejamento de expansão e operação de sistemas elétricos e aborda: critérios de confiabilidade; evolução dos critérios de confiabilidade no Brasil; tipos de déficits, fatores que afetam os custos de déficits, composição dos custos de déficits, metodologias de avaliação dos

custos de déficits, determinação de custos de déficits no Brasil e custos de déficits em outros países; aspectos de modelos de planejamento e cadeia de modelos de planejamento de expansão e operação no Brasil; medidas governamentais no Brasil após o racionamento de energia em 2001 e 2002; e mercados futuros de energia elétrica no Brasil

O Capítulo 3 mostra a formulação do problema de cálculo do preço *spot* no Brasil, ilustrando a relação entre este preço e a curva de custo de déficit.

O Capítulo 4 apresenta os resultados e uma análise dos estudos de sensibilidade efetuados com a utilização do modelos de preços do Brasil apresentado no Capítulo 3. Foram simuladas diversas situações variando os custos de déficit, as taxas de descontos e a tendências hidrológicas para verificar o efeito no preço *spot*.

O Capítulo 5 apresenta resultados da análise de estudos envolvendo custos de déficit, em vários contextos específicos, realizados pela Comissão de Custo do Déficit do Grupo Coordenador de Planejamento do Sistema em 1986, pelo Grupo de Validação do Modelo NEWAVE, em 2000, pelo ASMAE, órgão administrador do MAE, em 2001, pelo ONS em 2001 e pelo CCPE, órgão do Ministério de Minas e Energia responsável pelo planejamento indicativo, em 2001, os três últimos apresentados em audiência pública que discutiu a atualização da curva de custo de déficit. Estes resultados auxiliarão a compreensão dos efeitos do custo de déficit nos preços.

O Capítulo 6 apresenta uma análise geral do conteúdo dos Capítulos 2 a 5 justificando as conclusões e comentários. O Capítulo 7 resume as conclusões e comentários.

## 2. Revisão da Literatura

### 2.1. Critérios de confiabilidade

O planejador da expansão da geração, transmissão, ou distribuição de um sistema elétrico defronta-se com o problema da economia de custos versus confiabilidade.

Quanto maior for a confiabilidade desejada, maiores serão: o número de equipamentos de transmissão, distribuição e geração; a capacidade de reserva de geração; o custo de investimento, operação e manutenção; o preço da energia. Por isso se estabelece normalmente um critério de confiabilidade que resulte em um custo considerado adequado e não elevado.

Ao planejar um sistema, pode-se usar critérios de confiabilidade determinísticos ou probabilísticos. Um exemplo de critério probabilístico é admitir que possa haver déficits em 5% do universo de todas as situações que se admite que possam ocorrer. Um exemplo de critério determinístico de confiabilidade usado no planejamento da transmissão ou distribuição é definir que o sistema seja capaz de atender toda a demanda com qualidade mesmo na hipótese de perda de qualquer equipamento individual. Isto significa que se está assumindo o risco de ocorrer a perda simultânea de dois equipamentos e o sistema não atender toda a demanda. Outro exemplo de critério determinístico de confiabilidade, usado no planejamento de expansão da geração, é o que determinava que o sistema devia ser capaz de atender toda a demanda mesmo na hipótese de ocorrência da série mais seca do histórico. Isto significa que se estava assumindo o risco de ocorrer situações mais severas do que a série mais seca do histórico e de não ser totalmente atendida a demanda. Os critérios de confiabilidade determinísticos possuem uma probabilidade implícita e aceita de ocorrências de déficits, tanto de potência como de energia.

Associada a uma probabilidade de déficit de energia em um sistema existe um montante esperado de déficit, representado pela integração dos défits esperados, que podem possuir várias profundidades, ao longo de um período de estudo. Associado a este montante esperado de déficit de energia de energia existe um custo esperado total de energia não suprida ou custo total de déficit de energia.

Este custo total representa o valor da perda econômica associado à energia elétrica que deixou de ser fornecida e é tanto maior quanto maior a duração dos défits e a profundidade dos défits. Representa o prejuízo à sociedade como um todo, medido pela queda do Produto Interno Bruto, causada pelo déficit de energia. Este prejuízo pode ser calculado de uma forma mais simplificada multiplicando-se o custo do déficit de energia médio estimado por MWh de energia interrompida pelo valor esperado total do déficit. Conhecendo-se a curva de custo por MWh de déficit por patamar de profundidade de déficit, pode-se calcular o custo total do déficit para cada patamar de profundidade. Neste caso, o custo total de déficit é a soma dos custos totais por patamar.

O planejamento da expansão visa minimizar o custo esperado total do sistema (custo de investimento + custo de operação + custo de manutenção + custo de déficit de energia) para um determinado nível de risco de déficit predeterminado. Desta forma ele também minimiza o custo do déficit de energia, pois quanto menor este custo, menor o custo total. No Brasil, os modelos de planejamento de operação minimizam o custo total esperado de operação, manutenção e custo de déficit de energia. Mas são usado também para calcular os preços *spot*. Ambos os modelos utilizam curvas de custo por MWh de déficit.

Ao se definir um critério de risco de déficit de energia assume-se que não haverá atendimento pleno da demanda em 100% das situações possíveis. Se ocorrerem situações de secas graves, que têm probabilidade de ocorrência igual ao risco de déficit, o déficit de energia será inevitável.

Raciocínio similar pode ser feito para o caso de défits de potência.

Apesar do enfoque central do trabalho referir-se a déficits de energia, ao déficits de potência também foram abordados para a compreensão das semelhanças e diferenças entre os vários aspectos que envolvem os dois tipos de déficit.

Em Manso (1999), Leite da Silva (1997), Su (1999), Melo (1997) e Goel (1997) são tratadas mais especificamente metodologias alternativas para tratamento do custo de déficits de potência em modelos de cálculo de confiabilidade de sistemas de transmissão e distribuição. A confiabilidade final do sistema, e conseqüentemente o custo total esperado de déficit de potência, depende das probabilidades de falhas individuais de cada equipamento do sistema, de como estes equipamento são interligados, e da quantidade de equipamentos que é instalada. Mas depende também da forma de encarar os possíveis eventos e conseqüentemente da forma de calcular as probabilidades de falhas. A análise dos critérios de confiabilidade e de cálculo utilizando os custos de déficit de potência conduzem a aspectos que podem ser estendidos ao problema do custo do déficit de energia. Um destes aspectos é a tendência de aumento da importância dos critérios probabilísticos em relação aos determinísticos, conforme será abordado adiante. No cálculo dos riscos de déficits de potência se utiliza um subconjunto de situações em que ocorrem falhas. No cálculo dos riscos de déficit de energia se utiliza um subconjunto de séries de aflúncias em que ocorrem déficits de energia.

Os custos totais do sistema elétrico e os preços finais de energia elétrica dependerão portanto, entre outros fatores, do nível de risco aceitável de déficits de energia e de níveis de risco aceitáveis de déficits de potência.

A confiabilidade tem sido historicamente avaliada usando critérios determinísticos e índices próprios de avaliação, tais como a probabilidade da carga exceder a geração, número médio de dias no ano em que a carga diária de pico pode exceder a capacidade de geração, valor esperado de energia não suprida. Embora envolvam riscos de perda de continuidade implícitos, estes enfoques têm sido substituídos por métodos probabilísticos, com riscos explicitamente definidos e custos de déficits explicitamente associados, e que são mais adequados para responder a fatores estocásticos que influenciam a confiabilidade do sistema.

Segundo Allan (2000), nos dias de indústrias de eletricidade completamente integradas e/ou nacionalizadas, um objetivo significativo do planejamento era a confiabilidade vista do ponto de

vista dos usuários finais. O sistema era estruturado através de uma forma hierárquica simples em que se avaliava a confiabilidade da geração, geração–transmissão e finalmente geração–transmissão–distribuição. Falhas em cada nível de suprimento poderiam causar déficits de potência ao consumidor final. Todo o critério de planejamento e operação, probabilístico e determinístico, tentava minimizar tais déficits de potência dentro de limites econômicos.

Com a competição, o sistema tende em geral a assumir uma estrutura mais horizontal, envolvendo mais agentes individuais, como geradores de grande porte, geradores de pequeno porte, proprietários de rede, operadores de rede, comercializadores de energia, distribuidores, vários deles competindo entre si. Cada um destes agentes passa a ter necessidade de conhecer a performance e qualidade do subsetor do sistema do qual eles são responsáveis, até porque o sistema competitivo passa a envolver cada vez mais penalidades contratuais. Portanto, cada vez mais haverá necessidade de medidas de confiabilidade para diferentes agentes de um sistema. Deverão ser conhecidos também os custos específicos de déficit de potência para avaliar o custo-benefício de expansões de instalações. Além disso, muitas vezes o critério determinístico de expansão, que tem um risco implícito, pode levar a soluções de expansão muito caras.

Quando se usa critérios probabilísticos podem ser feitos estudos com vários riscos e custos correspondentes. Isto permite escolher, por exemplo, um risco mais alto se se concluir que não vale a pena pagar o custo adicional para escolher um risco mais baixo. Decorre daí o fato de que o conhecimento de riscos e custos implícitos em critérios determinísticos permite avaliar se aquele critério determinístico é o mais adequado.

O sistema competitivo aumenta a necessidade do conhecimento dos graus de confiabilidade não só nos níveis hierárquicos de geração, transmissão e distribuição, como também em partes do sistema elétrico, dentro de cada um destes níveis, pertencentes a um determinado agente econômico ou consumidor, devido aos interesses do agente econômico ou consumidor envolvido em conhecer o seu grau específico de confiabilidade. Além disso, critérios determinísticos podem levar a soluções muito caras, podendo-se optar, em certos casos, por um critério probabilístico, em que se assume um grau de risco explícito e se opta por uma alternativa mais barata. Por isso é de se esperar a crescente utilização de critérios probabilísticos ao invés de determinísticos para análises de propostas alternativas específicas referentes a partes do sistema de geração, transmissão e distribuição.

Embora se trate de uma conclusão voltada para as medidas de confiabilidade ligadas aos riscos de déficit de potência, toma-se aqui o empréstimo desta idéia, para concluir que é muito importante conhecer a probabilidade e o custo de déficits de energia. Mesmo que se resolva adotar um critério determinístico para o suprimento de energia e expansão da geração, este critério possuirá um risco e um custo de déficit implícitos, que devem ser conhecidos para verificar se o critério é razoável e se não existe maior benefício com o uso de outro critério.

Para comparar o custo-benefício de expansões alternativas, com probabilidades diferentes de déficits de energia, é de fundamental importância o conhecimento e atualização permanente dos custos de déficit de energia.

O risco anual de déficit de energia é estimado, a cada ano do horizonte estudado, pela relação entre o número de séries de afluições sintéticas em que ocorrem déficits de energia e o número total de seqüências simuladas. Este critério não distingue a profundidade do racionamento. Um risco de déficit de 5% significa que em 5% dos casos possíveis pode haver déficits mas o perfil dos déficits esperados ao longo daquele ano pode indicar, a cada instante, déficits com diferentes profundidades ou percentuais em relação à demanda total (1%, 5%, 10%, 20%, etc). Mas é possível calcular o número de casos estudados em que ocorreram déficits até uma determinada profundidade, para avaliar mais precisamente a gravidade dos déficits. E é possível, alternativamente, adotar critérios que limitam também a profundidade dos déficits.

O risco de racionamento para o período de alguns anos é a probabilidade de ocorrer racionamento em qualquer dos anos, e é obtido dividindo-se o número total de séries em que se obteve racionamentos pelo número total de séries sintéticas ou casos que foram simulados.

## **2.2. Evolução de critérios de confiabilidade no Brasil**

Fortunato (1990) é um marco importante no que se refere ao tema de planejamento de operação e expansão do Brasil até os anos 90. Em Morozowski (1995) e Eletrobrás (1993) são ilustrados a metodologia, critérios e modelos utilizados no planejamento de expansão antes da reforma do setor elétrico, entre eles, o critério de utilização de custos de déficits e risco de déficits, que têm sofrido alterações no Brasil. Em Eletrobrás (1998) e MME (1999) são

apresentados os critérios de planejamento de expansão, inclusive os de risco de déficit e de custo de déficit, justamente na fase de transição do modelo do setor elétrico, em que foi extinto o GCPS e criado o CCPE – Comitê Coordenador do Plano de Expansão, no Ministério de Minas e Energia, que passou a ser o responsável pelo Planejamento Indicativo. Essas referências serviram de base para este item.

Até o início dos anos 80, o dimensionamento das usinas e a alocação da entrada em operação das usinas no tempo se baseavam em critérios determinísticos. Por este critério o sistema devia ser capaz de atender a demanda, sem ocorrência de déficits de energia, na eventualidade da repetição do período crítico, ou mais seco, do histórico de afluições conhecidas, como já apontado anteriormente.

Definia-se como energia firme de um sistema a carga que aquele sistema podia atender, sem racionamento, se ocorresse um período igual ao crítico.

O período crítico se caracteriza como a seqüência de meses em que o sistema está submetido a uma carga igual a energia firme, iniciando com os reservatórios cheios e terminando com os mesmos vazios, sem nenhum reenchimento intermediário. A energia firme de uma usina hidrelétrica é o valor da produção média que se pode obter da usina na ocorrência de um período igual ao crítico.

Considerando-se o período histórico de afluições não como o universo de todas as ocorrências possíveis na natureza e sim um evento único na natureza, e considerando-se um número maior de séries, denominadas séries sintéticas, como uma amostra representativa do universo de todas as ocorrências possíveis da natureza, o critério de energia firme seria substituído pelo critério de energia garantida.

O critério de energia garantida baseia-se numa probabilidade anual predefinida de ocorrer um racionamento. Usando-se as séries do histórico, sorteiam-se várias séries diferentes de afluições obtendo-se várias séries sintéticas, e verifica-se o comportamento do sistema ao longo de um horizonte com cada série sorteada.

Foram utilizadas séries sintéticas para verificar qual o risco de déficit implícito quando se utilizava o critério de expansão determinístico (critério de energia firme). Chegou-se a um risco

de racionamento de 3%. Isso significa que 3% das séries sintéticas possuíam períodos mais secos do que o período crítico e, portanto, apresentavam déficits. Os grupos coordenadores de planejamento de expansão e de operação da Eletrobrás substituíram o critério determinístico, com probabilidade implícita de 3%, por um critério de probabilidade explícita de 5% para a ocorrência de racionamento, reduzindo a exigência de confiabilidade e, em contrapartida, a exigência de investimentos.

Estabelecido o nível de risco de 5% e admitindo uma expansão ótima do sistema pelo critério de mínimo custo e que garantia o limite de risco de 5%, era possível calcular o custo implícito esperado de racionamento para aquele sistema. Bastava calcular os custos de todas os déficits de energia em cada série estudada, para cada profundidade, calcular o custo total somando o custo das várias profundidades, calcular a energia não suprida total de cada série, calcular o custo médio total de déficit de todas as séries com déficit, o valor médio da energia não suprida para todas as séries e, finalmente, dividir o custo médio total pela energia média não suprida, calculando-se o custo implícito por MWh de energia não suprida. Evidentemente que este custo dependia, em cada caso, do perfil de profundidades de déficits obtidos nas diversas séries, mesmo respeitando-se o limite de 5%.

Com a introdução do novo modelo competitivo do setor elétrico e a criação do Planejamento Indicativo, o critério de expansão foi novamente modificado. Passou-se a adotar a função de custo de racionamento explícita, com custos por faixas de profundidade, e a buscar-se um plano ótimo, mas sem limitar o risco de déficit. O plano ótimo de expansão passou a ser o resultado da otimização em que se busca igualar o custo marginal de expansão com o custo marginal de operação. O risco de déficit passou a ser uma decorrência do plano ótimo indicativo e, eventualmente, viria a superar os 5% em alguns períodos.

O Acordo do Mercado Atacadista de Energia do Brasil inclusive pressupõe a utilização de custo explícito de déficit por faixas de profundidade.

A questão da utilização do déficit por faixas de profundidade se tornou importante no Brasil porque, embora o planejamento da expansão utilizasse várias faixas de profundidade, o planejamento da operação utilizava um único custo unitário para qualquer profundidade de déficit, entre outras diferenças que mais adiante serão abordadas.

Em 2002 foi introduzida uma curva de aversão ao risco, ou curva de segurança, com base na energia armazenada em cada região, semelhante a uma curva *guia*. Se o programa de otimização verificar, dentro o horizonte de estudo, nível de armazenamento inferior ao limite de segurança, térmicas serão despachadas antecipadamente de modo que o nível permaneça dentro do limite. Neste caso o preço *spot* será o maior dos preços entre o calculado pelo modelo e o preço que for determinado referente à curva de segurança (O preço da curva de segurança era 150,00 R\$/MWh, em 2002, à época em que foi implantada).

Este é um critério determinístico, e contribui para diminuir os déficits e o risco de déficit. Mas este critério possui uma diferença em relação ao critério probabilístico que se baseia somente no custo de déficit e risco de déficit. Quando se usa o critério de custo de déficit e risco de déficit admite-se que os níveis de reservatório possam chegar no mínimo operativo, numa determinada ocorrência provável em que existe déficit. O novo critério aumenta o nível de segurança, e significa, na prática, reduzir o risco de déficit aceitável e consequentemente aumentar o custo total da operação do sistema brasileiro. Mas caberia conhecer o risco de déficit implícito neste novo critério e uma comparação entre os custos e benefícios do mesmo em relação ao critério probabilístico.

Com relação ao critério de saídas forçadas de equipamentos, o Brasil adota um critério determinístico. Por este critério o sistema deve suportar a perda de qualquer equipamento individual, e manter o atendimento à demanda.

### **2.3. Déficit**

Duas referências iniciais para o acompanhamento da evolução do problema relativo ao cálculo da curva de custo de déficit no Brasil são Eletrobrás, GCPS (1986) e Eletrobrás, GCPS (1988). Nelas são discutidas metodologias de avaliação dos custos de déficit de energia e interrupção e apresentados os resultados de um estudo, com base em matriz insumo – produto, que calculou valores de custos de déficits de energia global e setoriais, utilizados no planejamento de expansão de geração no Brasil. Estas referências serviram de base para os itens a seguir.

## **2.3.1 Tipos de déficits**

### **2.3.1.1 Déficit de potência ou interrupção**

Ocorre, em geral, devido a indisponibilidades imprevisíveis e de curta duração, por falhas de equipamentos de transmissão, distribuição ou geração. Inclui-se neste caso a redução na capacidade máxima de geração provocada pela diminuição da queda bruta dos reservatórios.

O risco deste déficit é medido pela probabilidade de não ser atendida a demanda em um determinado intervalo de tempo e depende do grau de confiabilidade de cada equipamento do sistema, isto é do grau de confiabilidade de cada gerador, linha de transmissão, transformador, linha de distribuição, ou da frequência relativa em que uma usina está em situações de queda líquida que reduzam sua potência máxima.

### **2.3.1.2 Déficit de energia ou racionamento**

Possui, em geral, grande duração, é de natureza estrutural, tem impactos econômicos e sociais mais amplos que as interrupções e é, em geral, previsível.

Decorre de deficiência estrutural de disponibilidade de energia. É causado por insuficiência de energia armazenada nos reservatórios devido à ocorrência de situações hidrológicas críticas, pelo atraso de obras de importância estratégica para o sistema, ou pela insuficiência de investimentos na expansão em relação ao crescimento real da demanda. A probabilidade de racionamento devido a situações hidrológicas críticas pode ser calculada principalmente com base na capacidade de armazenamento do sistema e nas tendências hidrológicas (probabilidade de ocorrência de aflúências futuras). Por ser, na maioria dos casos, previsível, um grande racionamento futuro pode ser minimizado programando-se um racionamento menor no presente, ou programando-se gerações de emergência ou medidas de racionalização.

## **2.3.2 Fatores que afetam os custos de déficit**

Os custos de déficit dependem: do instante da ocorrência da interrupção; da duração e magnitude da energia interrompida; do tempo de aviso prévio ao consumidor; da frequência em que ocorrem as interrupções; e da abrangência da região geográfica atingida.

Uma breve interrupção na ponta de carga pode conturbar uma cidade, o que não ocorre na carga leve. Falhas no verão, numa região tropical, podem ter mais conseqüências sociais que no

inverno. Processos industriais de turno contínuo são muito afetados em qualquer instante da ocorrência da interrupção.

A variação dos custos com a duração ou magnitude pode ser altamente não linear.

Dependendo do tempo de aviso prévio, o consumidor pode se reprogramar e se precaver, podendo até trocar de fonte de alimentação e minimizar seus prejuízos com a falta de energia.

Quanto maior a frequência de interrupções maior a tendência do consumidor em tomar medidas atenuadoras e até de arcar com custos de fontes alternativas.

### **2.3.3 Composição de custos de déficit**

Compõe-se de custos de curto prazo e de longo prazo.

O custo de curto prazo mede o custo de uma determinada ocorrência para o consumidor, em virtude de um certo montante de capital ocioso ou subutilizado, temporariamente, pela falta ou degradação da qualidade da energia.

No caso do consumidor residencial, por exemplo, a falta de energia leva ao adiamento de atividades com perdas de benefícios associados, perda de lazer, perda de produção (pessoas que produzem em casa), desconforto, aquisição de insumos para substituir os serviços de eletricidade, como iluminação, conservação de alimentos, condicionamento ambiental, bombeamento de água e até, dependendo da frequência e persistência, à aquisição de geradores de emergência.

No setor industrial, custos de curto prazo das interrupções surgem da ociosidade temporária de recursos humanos, perdas de matérias primas semiprocessadas ou já processadas, danificação de equipamentos, custos de retomada de processo de produção, custos relacionados à saúde e segurança dos trabalhadores, etc. Há também custos indiretos, ou externos, em relação à instalação atingida, decorrentes de efeitos multiplicativos da propagação dos efeitos iniciais das interrupções sobre a economia regional ou economias externas à região. Estes custos externos podem ser superiores aos internos.

Alguns componentes dos custos indiretos podem ser bastante difíceis de quantificar, embora de grande impacto social e ambiental.

Os custos de longo prazo podem ser atenuados pela indústria através de reguladores de tensão, sistemas de proteção e controle, gerenciamento de carga, conservação, cogeração, autogeração permanente ou de emergência, substituição de energia elétrica por outros energéticos, ou manutenção de estoques elevados, com impactos nos custos de investimentos, de operação e de manutenção. Estes custos dependem da experiência do consumidor em relação às perdas de continuidade e a degradações da qualidade de suprimento e das suas expectativas em relação a essas condições.

#### **2.3.4 Metodologias de avaliação de custos de déficit**

Existem várias: a pesquisa junto ao consumidor, o método do insumo-produto e o método de disposição a pagar.

##### **2.3.4.1 Pesquisa junto ao consumidor**

No método de pesquisa junto ao consumidor, faz-se uma amostra do universo dos consumidores. Trata-se o consumidor como unidade produtiva, combinando fatores de produção (capital e mão de obra) e insumos (matéria prima, energia elétrica, etc) para a obtenção do produto final. Questionários a serem respondidos pelo consumidor levantam todos os impactos e custos das interrupções.

A classe residencial pode ser vista como unidade de produção de bens de consumo (lazer, alimentação, etc). Nela o efeito interrupção é função da renda familiar.

O custo de déficit de potência da indústria depende dos diversos fatores já mencionados, do valor dos fatores de mão de obra e capital ociosos, do produto estragado, dos custos de retomada de produção, etc.

O método de pesquisa direta permite estratificar consumidores e determinar custos pela duração e horário da interrupção. Exige tempo longo, tem custo alto e exige alto esforço computacional e de análise. Não reflete os efeitos indiretos entre setores porque cada agente econômico pode tentar avaliar seus próprios prejuízos com o déficit mas não tem a menor idéia do impacto do déficit, por exemplo, em seus fornecedores ou clientes, e por consequência, como será afetada a disponibilidade de recursos para a sua produção provenientes de seus fornecedores e a demanda dos clientes por seus produtos.

#### 2.3.4.2 Insumo-produto

O método de insumo-produto é mais adequado em relação aos anteriores para avaliar os custos de déficit de energia e permite captar os efeitos indiretos entre setores, embora possua também limitações.

O custo de déficit de energia pode variar com a profundidade do racionamento (corte global de energia) e com a distribuição deste racionamento (corte de energia alocada a cada setor consumidor), aí considerada a cadeia dos efeitos indiretos.

O método insumo-produto é mais adequado a este problema, devido às seguintes características:

- Leva em conta a articulação intersetorial e a quantificação dos efeitos diretos e indiretos do racionamento.
- Permite uma desagregação dos setores produtivos e a determinação do custo do racionamento para cada setor.
- A desagregação dos custos pode ser feita em nível de setores mas também em nível de produtos ou bens e serviços, permitindo vários critérios de mensuração, dependendo das variáveis que representem estes produtos.

O custo do déficit de energia por setor é necessário para definir uma política de racionamento de energia. O conhecimento dos setores que têm mais ou menos prejuízos com o racionamento auxilia na definição de uma política de cortes de energia que minimiza os impactos econômicos.

O método de insumo-produto utiliza um cenário econômico de referência, obtido por um modelo de simulação macroeconômico e intersetorial. Este cenário é calculado pelo modelo, para os vários períodos dentro de um horizonte, utilizando as relações de uma matriz de insumo-produto. A projeção é feita para um crescimento pré-estabelecido, sem considerar o racionamento de energia elétrica, isto é, prevendo-se um suprimento de energia normal.

Uma vez definido o cenário de referência, o método deve responder a questões essenciais: se ocorrer um determinado racionamento de oferta de energia elétrica qual a perda ou prejuízo na

produção global, isto é, no PIB? Qual o prejuízo para cada setor? Como fazer a distribuição deste racionamento entre os setores de modo a minimizar o prejuízo global? É interessante notar que o prejuízo global e o prejuízo de cada setor dependem de como se faz a distribuição de cortes de energia entre os setores.

Existem diversos critérios que podem ser adotados para realizar estes cortes entre os setores. Cada critério de corte produzirá uma perda ou um custo diferente para cada setor e, conseqüentemente, uma perda diferente no PIB, e portanto um custo global de racionamento de energia diferente.

O problema de determinação do custo de racionamento envolve a utilização de um modelo de otimização que tenta minimizar o impacto global no PIB e considera várias restrições de ordem prática.

Por exemplo, o critério de corte somente pelo custo tem uma restrição prática. Não se pode cortar 100% da energia de todos os setores que tem menores perdas econômicas com racionamento. É impensável, por exemplo cortar 100% do consumo residencial ou do consumo da agricultura.

Um critério possível é minimizar o impacto na demanda agregada, isto é, minimizar os desvios das demandas finais dos diversos produtos (ou setores) na situação de déficit em relação a situação normal, levando em conta as restrições.

Devem ser levados em consideração a restrição global de oferta de energia elétrica, o consumo mínimo e máximo admissíveis em cada setor, além de outros aspectos como restrições de capacidade produtiva em diversos setores e produtos, demanda inelástica de determinados produtos, etc.

Mas, como vimos no estudo sobre racionamento na referência Secretaria de Política Econômica do Ministério da Fazenda (2002), o processo de racionamento acarreta iniciativas de racionalização do consumo por parte do consumidor, transferências de consumo entre consumidores eletrointensivos para os não eletrointensivos, e mesmo outras reações já citadas, o que torna o problema bastante dinâmico e não plenamente captado pela matriz insumo-produto, que deve simplesmente isolar todo e qualquer outro efeito e simplesmente considerar o efeito em

cascata de uma redução de consumo de energia no PIB, sem levar em conta estes efeitos dinâmicos.

### 2.3.4.3 Disposição a pagar

O método de disposição a pagar depende da curva de demanda agregada que expressa o preço em relação à quantidade de energia demandada. A dificuldade de se estimar esta curva é a dificuldade de isolar o efeito preço das outras variáveis que influenciam a demanda, tais como renda, número de consumidores, consumo de outros energéticos, etc.

A forma da curva de demanda e a elasticidade dependem de variáveis explicativas do consumo, período de tempo, categoria do consumo e nível de preços e a estimativa depende de um exaustivo estudo de regressão. A demanda de energia elétrica tem sido historicamente tratada sem considerar sua variação com os preços, o que não corresponde à realidade.

### 2.3.5 Determinação de custos de déficit no Brasil

#### 2.3.5.1 Custo do déficit de energia

As referências Eletrobrás (1988) e Eletrobrás (1986) apresentam os estudos de um sub-grupo de trabalho do Grupo de Coordenação do Planejamento de Expansão, da Eletrobrás – GCPS sobre determinação de custos de déficit de energia utilizando uma matriz insumo-produto. Apesar de tratar-se de um estudo antigo, os seus resultados foram utilizados por longo período no Brasil e permitem auxiliar a compreensão do problema do déficit. A Tabela 1 abaixo ilustra os resultados.

**Tabela 1:** Estudo do GCPS – 1988 – Custo de déficit de energia por setor econômico com corte de 100% em cada setor e % de corte em relação ao mercado.

| Setor                  | Custo do Racionamento<br>[US\$/MWh] (US\$ de 1980) | Profundidade<br>[% do Mercado] |
|------------------------|--|--------------------------------|
| Agricultura            | 137,00   | 2,8                            |
| Residencial            | 164,00   | 21,3                           |
| Construção Civil       | 265,00   | 0,4                            |
| Material Transporte    | 370,00   | 2,3                            |
| Editorial e Gráfica    | 436,00   | 0,2                            |
| Diversos Transformação | 503,00   | 1,0                            |
| Mecânica/Mat. Elétrico | 525,00   | 1,0                            |
| Perfumaria/ Farm.      | 538,00   | 1,3                            |
| Química                | 577,00   | 7,7                            |
| Energia Elétrica       | 615,00   | 2,0                            |
| Diversos Serviços      | 620,00   | 0,1                            |

|                          |          |       |
|--------------------------|----------|-------|
| Produtos Alimentares     | 684,00   | 5,8   |
| Borracha                 | 686,00   | 0,5   |
| Têxtil e Vestuário       | 703,00   | 3,6   |
| Transporte/Comunic.      | 790,00   | 19,2  |
| Madeira/Mobiliário       | 790,00   | 0,8   |
| Couros e Peles           | 795,00   | 0,2   |
| Metalurgia               | 1.106,00 | 17,7  |
| Papel e Celulose         | 1.475,00 | 2,6   |
| Minerais não Metálicos   | 1.517,00 | 3,4   |
| Extrativa Mineral        | 1.618,00 | 3,2   |
| Serv. Ind. Util. Pública | 2.156,00 | 2,9   |
| Total                    |          | 100,0 |

O menor custo de déficit de 137,00 US\$/MWh se refere ao setor agrícola. O maior, de 2.156,00 US\$/MWh se refere aos Serviços Industriais de Utilidade Pública.

Num caso de racionamento, se houvesse um déficit de 2,8% do mercado, o mais barato seria interromper todo o setor agrícola. Um déficit de 2,8% + 21,3% implicaria no corte de todo o setor Agrícola e todo o setor Industrial. Esta é uma hipótese irrealista. O ideal seria dispor de informações sobre cotas setoriais diferenciadas pois alguns setores podem suportar cotas mais profundas do que outros. Como não se dispunha destes dados foi considerado que cada setor suporta um racionamento de 30%.

Supondo, então, um racionamento de 30% construiu-se a Tabela 2 conforme abaixo:

**Tabela 2:** Estudo do GCPS – 1988 – Custo de déficit de energia por setor econômico com corte de 30% em cada setor e % de corte em relação ao mercado.

| Setor                    | Profundidade [% do mercado] | Custo do Racionamento [US\$/MWh] (US\$ de 1980) |
|--------------------------|-----------------------------|---|
| Agricultura              | 0,84                        | 137,00  |
| Residencial              | 7,23                        | 161,00  |
| Construção Civil         | 7,35                        | 163,00  |
| Material Transporte      | 8,04                        | 180,00  |
| Editorial e Gráfica      | 8,10                        | 182,00  |
| Diversos Transformação   | 8,4                         | 194,00  |
| Mecânica/Mat. Elétrico   | 8,7                         | 205,00  |
| Perfumaria/ Farmacêutica | 9,09                        | 219,00  |
| Química                  | 11,40                       | 292,00  |
| Energia Elétrica         | 12,0                        | 308,00  |
| Diversos Serviços        | 12,03                       | 309,00  |
| Produtos Alimentares     | 13,77                       | 356,00  |

|                              |       |        |
|------------------------------|-------|--------|
| Borracha                     | 13,92 | 360,00 |
| Têxtil e Vestuário           | 15,00 | 384,00 |
| Transporte/Comunicações      | 20,76 | 497,00 |
| Madeira/Mobiliário           | 21,00 | 500,00 |
| Couros e Peles               | 21,06 | 501,00 |
| Metalurgia                   | 26,37 | 623,00 |
| Papel e Celulose             | 27,15 | 647,00 |
| Minerais não Metálicos       | 28,17 | 679,00 |
| Extrativa Mineral            | 29,13 | 710,00 |
| Serv. Ind. Utilidade Pública | 30,00 | 750,00 |

A Tabela 2 tem implícito, agora que um racionamento de 0,84% (30% de 2,8%) do mercado implica racionar só o setor agrícola, mas somente 30% deste setor. Um racionamento de 7,23% do mercado implicaria racionar 30% do setor agrícola (0,84% do mercado) mais 30% do setor residencial (6,39% do mercado).

O custo global de déficit/MWh, neste caso seria  $(0,84 \times 137,00 + 6,39 \times 161,00) / (0,84+6,39) = 161,00$  US\$/MWh.

Esta curva fornece um custo de déficit global médio de US\$750,00/MWh para um racionamento de 30% em todos os setores. O critério pode ser politicamente questionável por deixar setores inteiros fora do corte, em determinadas situações. A Tabela 2 foi simplificada, conforme Tabela 3 abaixo para facilitar seu uso nos estudos de expansão:

**Tabela 3:** Curva de custo de déficit de energia simplificado e acumulado, por patamares.

|     | Patamares<br>[%] | Custo de<br>déficit médio<br>[US\$/MWh] |
|-----|------------------|---|
| I   | 0 a 5            | 161,00                                  |
| II  | 5 a 10           | 292,00                                  |
| III | 10 a 20          | 497,00                                  |
| IV  | >20              | 750,00                                  |

Neste tipo de curva o cálculo do déficit total não pode ser calculado por faixas de patamares. Se ele for maior que 20%, por exemplo, todo ele deve ser avaliado a 750,00 US\$/MWh.

Para permitir o cálculo do déficit por faixa de patamar, a curva foi modificada pelo GCPS conforme a Tabela 4 abaixo:

**Tabela 4:** Custo de déficit de energia simplificado em faixas.

|     | <b>Patamares<br/>[%]</b> | <b>Custo de<br/>déficit médio<br/>[US\$/MWh]</b> |
|-----|--------------------------|--|
| I   | 0 a 5                    | 161,00   |
| II  | 5 a 10                   | 423,00   |
| III | 10 a 20                  | 702,00   |
| IV  | >20                      | 813,00   |

Nesta curva, o valor de 813 US\$/MWh só pode ser usado para patamares de corte acima de 20%. Esta curva, com as devidas correções foi utilizada até recentemente no planejamento de expansão no Brasil.

É importante observar que esta curva não leva em conta nenhuma ação de gerenciamento de demanda e é única para todo o país, não levando em conta as diferenças regionais. Note-se, também, que ela depende da estrutura econômica em cada momento e da relação do produto final de cada setor em relação ao seu consumo de energia. É muito importante conhecer as curvas de custo de déficit também por regiões, setores econômicos e até setores econômicos específicos.

No ciclo de planejamento de 1998, foi decidida a utilização da curva de custo de déficit em faixas, fornecida pela Comissão de Custo de Déficit em 1988, e atualizada em função da variação da intensidade da energia elétrica na composição do PIB entre 1980 e 1996. O valor em US\$/MWh se refere a 1996, mas a cotação do dólar é corrigida entre 1996 e a data em que se está realizando o planejamento. A Tabela 5 ilustra os dados:

**Tabela 5:** Custos da Tabela 4 atualizados para o planejamento de expansão de 1998 e 2001.

| <b>Déficit de mercado<br/>[%]</b> | <b>Custo de déficit de energia<br/>[US\$/MWh]</b> |
|-----------------------------------|---|
| 0 a 5                             | 221,00  |
| 5 a 10                            | 477,00  |
| 10 a 20                           | 997,00  |
| >20                               | 1.133,00  |

Esta curva (MME, 2001), foi utilizada também para o Planejamento Indicativo de 2001. Os critérios no racionamento ocorrido no Brasil em 2001 não foram, entretanto, os mesmos que estão implícitos nesta curva. Racionamentos, na faixa de 15% a 25%, foram aplicados a todos os setores da economia, enquanto a curva foi determinada para um racionamento de 30%.

Em 2001, o ONS utilizava um custo de déficit em um único patamar de R\$ 684,00 no planejamento de operação, diferente dos quatro patamares utilizados na expansão, cuja atualização era reclamada pelo mercado. Houve uma audiência pública, realizada pela ANEEL, para atualizar os valores de custo de déficit de energia no Brasil. Constam desta audiência a referência ANEEL (2001), que mostra os resultados de uma nova metodologia de cálculo proposta pelo CEPEL e a referência ASMAE (2001), que avalia a influência dos custos propostos pelo CEPEL nos preços *spot*. Esta proposta se baseia em uma análise de regressão da evolução do consumo de energia elétrica e do PIB e em um cálculo da perda do PIB referente a uma determinada queda na oferta de energia. Não utiliza a matriz insumo-produto e apresenta um desvio padrão bastante elevado, caracterizando a incerteza da metodologia.

Após o racionamento que se iniciou em 2001, uma Resolução de 24/01/2002 da Câmara de Gestão da Crise de Energia, órgão criado para gerir a crise de energia, dando continuidade ao processo iniciado pela ANEEL, de revisão dos custos de déficit, definiu mudanças na função de custo de déficit e no procedimento de preparação de cenários de ofertas e demandas que afetam muito os preços *spot* e introduziu uma curva de aversão ao risco na formação de preços.

Foi adotada uma função em quatro patamares, a ser utilizada pelo CCPE nos estudos de planejamento de expansão. Foram adotados os custos, de 553,00 R\$/MWh, 1.193,00 R\$/MWh, 2.493,00 R\$/MWh e 2.833,00 R\$/MWh, respectivamente para profundidades de déficits de 0–5%, 5–10%, 10–20% e acima de 20%. Para o ano de 2002, os preços do MAE foram limitados a um valor de R\$ 350,00/MWh visando proteger os consumidores de preços exagerados, porque houve também um acordo geral do setor que definiu outros mecanismos de proteção de risco para geradoras e distribuidoras.

Em decorrência do racionamento no ano de 2001, foi apresentado um estudo em Secretaria de Política Econômica do Ministério da Fazenda (2001) que analisa os principais impactos sobre a oferta agregada do ano de 2001 decorrente da redução de 20% no consumo de energia elétrica

em relação ao ano 2000. São comentadas as ineficiências de cortes de energia como forma de diminuir o consumo. Destaca-se como fundamental realizar o racionamento através de aumento de preços e estabelecimento de metas de consumo, a fim de que cada agente consumidor possa planejar melhor sua redução. Isto incentiva medidas de racionalização, que permitem reduzir parte do consumo sem prejuízo da produção. Destaca-se também a importância de permitir as transferências de consumo de energia de setores eletro-intensivos para setores não eletro-intensivos, através de leilões ou transações bilaterais. Estas medidas permitem reduzir o impacto do racionamento na produção total do país.

### 2.3.5.2 Custo de déficit de potência

Em Massaud (1994) é apresentado um estudo pelo método de pesquisa direta, com questionários, que foi pioneiro no Brasil sobre os custos de interrupção residenciais, comerciais e industriais, em 1989 e 1990. São apresentados também alguns dados internacionais.

As Tabelas 6, 7, 8 apresentam os resultados dos custos de interrupção ou déficits de potência deste estudo. As Figuras 1 e 2 ilustram, através de gráficos, os resultados das Tabelas 7 e 8, respectivamente, referentes aos custos de interrupção industriais e comerciais.

**Tabela 6:** Custos residenciais de interrupção no Brasil – maio de 1989.

| Região       | Média<br>[US\$/kWh] | D. Padrão<br>[US\$/kWh] | Max<br>[US\$/kWh] | Min<br>[US\$/kWh] |
|--------------|---------------------|-------------------------|-------------------|-------------------|
| Norte        | 1,13                | 1,39                    | 13,05             | 0,07              |
| Norte        | 1,01                | 0,72                    | 4,35              | 0,04              |
| Sul          | 1,09                | 1,03                    | 7,61              | 0,07              |
| Sul          | 1,33                | 2,19                    | 28,27             | 0,10              |
| Centro Oeste | 1,20                | 1,28                    | 10,65             | 0,07              |
| Brasil       | 1,11                | 1,04                    | 9,32              | 0,15              |

**Tabela 7:** Custos de interrupção comerciais no Brasil – dezembro de 1990.

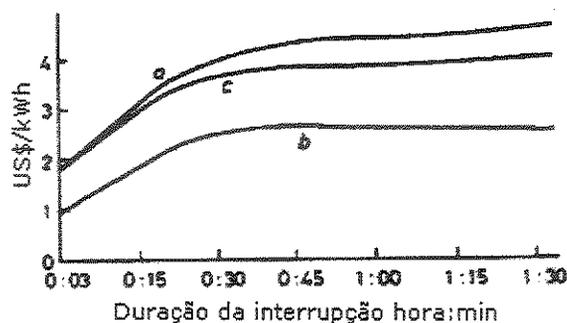
| Período | Duração da interrupção  |                          |                           |                           |                            |                         |
|---------|-------------------------|--------------------------|---------------------------|---------------------------|----------------------------|-------------------------|
|         | 0 a 3 min<br>[US\$/kWh] | 3 a 15 min<br>[US\$/kWh] | 15 a 30 min<br>[US\$/kWh] | 30 a 60 min<br>[US\$/kWh] | 60 a 120 min<br>[US\$/kWh] | > 120 min<br>[US\$/kWh] |
| 00–08 h | 0,98                    | 1,83                     | 2,80                      | 2,55                      | 2,45                       | 2,69                    |
| 08–18 h | 1,83                    | 3,16                     | 4,25                      | 4,36                      | 4,76                       | 3,76                    |
| 18–24 h | 1,81                    | 3,03                     | 3,92                      | 3,77                      | 4,10                       | 3,14                    |

Fonte: Massaud (1994)

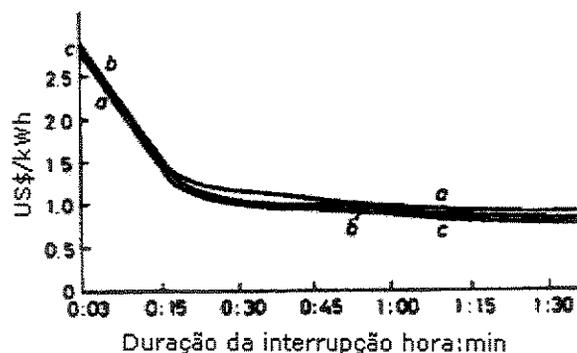
**Tabela 8:** Custos de interrupção industriais no Brasil – dezembro de 1990.

| Período | Duração da interrupção  |                          |                           |                           |                            |                         |
|---------|-------------------------|--------------------------|---------------------------|---------------------------|----------------------------|-------------------------|
|         | 0 a 3 min<br>[US\$/kWh] | 3 a 15 min<br>[US\$/kWh] | 15 a 30 min<br>[US\$/kWh] | 30 a 60 min<br>[US\$/kWh] | 60 a 120 min<br>[US\$/kWh] | > 120 min<br>[US\$/kWh] |
| 00–08 h | 2,87                    | 1,23                     | 1,07                      | 0,90                      | 0,81                       | 0,78                    |
| 08–18 h | 2,73                    | 1,26                     | 1,20                      | 0,95                      | 0,86                       | 0,78                    |
| 18–24 h | 2,80                    | 1,14                     | 1,06                      | 0,83                      | 0,75                       | 0,78                    |

Fonte: Massaud (1994)



**Figura 1:** Custo de interrupção comercial.



**Figura 2:** Custo de interrupção industrial.

Pela Tabela 6, podemos observar a média do setor residencial do Brasil de 1.110 US\$/kWh (1.110 US\$/MWh).

Para o setor comercial e industrial foram levantados valores correspondentes a várias durações de interrupção e para três períodos diferentes de possibilidade de ocorrência da perturbação. No setor comercial obteve-se custos de mais de 4.000 US\$/MWh, dependendo do

horário e da duração. A Figura 1 permite observar que o setor comercial tem comportamento oposto, isto é, o custo aumenta à medida que aumenta a duração da interrupção. No setor industrial obteve-se custos de até 2.870 US\$/MWh. A Figura 2 permite observar que o custo industrial por kWh diminui à medida que a duração da interrupção aumenta, refletindo medidas mitigadoras que são tomadas durante a interrupção. As três curvas da Figura 1 e da Figura 2 referem-se aos períodos de 8–18 hs, 0–08 hs e 18–24 hs, respectivamente designados por a, b e c.

Observe-se também que, em geral, os custos unitários de interrupção podem ser superiores aos custos unitários de déficit de energia, até porque as interrupções não são previsíveis e não permitem ações preventivas, podendo ocorrer, inclusive, perda total de suprimento, mas os custos totais dos racionamentos podem ser muito maiores em virtude da maior duração, embora a sua profundidade possa ser controlada.

### 2.3.6 Custos de déficit em outros países

Em relação ao custo de déficit de energia, muitos países no mundo usam critérios determinísticos. Até porque a maioria dos países do mundo possui um percentual de usinas térmicas em relação à demanda muito superior ao Brasil, que possui um sistema predominantemente hidráulico.

Em Trinkenreich (2001) é ilustrada a problemática do custo do déficit e mostrada a filosofia utilizada em vários países. Segundo esta referência o uso do custo do déficit de energia no cálculo do custo marginal de operação visa a valorizar a escassez de energia para a sociedade, sinalizar para a oportunidade de ampliação de oferta de geração e transmissão e representar a elasticidade da demanda de energia provocando saídas de carga em virtude da elevação de preços. O preço da energia, em situação de competição, visa a recuperar os custos de produção da fonte marginal de geração, com remuneração adequada.

Trinkenreich coloca a questão de se manter os preços livres, durante situações de escassez, o que pode elevar bastante os preços ou de se estabelecer um *price cap* (ou limite de preço). Mesmo estabelecendo-se um limite de preço, existe a questão se este limite deve sinalizar um valor maior ou igual ao das fontes de emergência, como geradores móveis, em barcaças ou outros meios de transportes, que podem ser trazidos de outros países ou regiões, com custos acima das térmicas normais, mas bem abaixo do custo de déficit.

Esta questão do *price cap* é importante porque no Brasil, na época do racionamento, o preço *spot* de energia foi fixado em 684,00 R\$/MWh, que era o custo único, válido para todas as profundidades de corte, utilizado pelo Operador Nacional do Sistema no modelo de preços e despacho. Este preço já havia sido considerado insuficiente pelo mercado e levou a ANEEL a estudar a atualização destes valores. Mas, no Brasil, nos mercados que foram criados para se transacionar excessos e faltas de energia, numa situação real, em relação às cotas limitadas de consumo de energia por tipo de consumidor, definidas pelo racionamento no ano de 2001, nenhum consumidor se propôs a pagar este preço. Todos os preços praticados foram muito abaixo deste valor. Vários aspectos podem ter influenciado esta questão e serão abordados posteriormente.

Trinkenreich aborda a necessidade de se definir um critério de suprimento, fixando a qualidade, ou o custo de déficit máximo ou outro critério. Ilustra os critérios de diversos países conforme abaixo:

- Argentina – utiliza custos (em US\$/MWh) de 120, 170, 240 e 1.500, para profundidades de déficits, respectivamente, de 1,5%, 5%, 10% e acima de 10%.
- Chile – utiliza custos (em US\$/MWh) de 186, 225, 278, para profundidades de déficits, respectivamente, de 10%, 20% e acima de 20%.
- Colômbia – utiliza custos (em US\$/MWh) de 386 e 700 para profundidades de déficits, respectivamente, de 1,5% e acima de 1,5%.
- Venezuela – utiliza apenas um patamar de 450 US\$/MWh.
- Bolívia – utiliza apenas um patamar de 150 US\$/MWh.
- Austrália – utiliza um patamar de 1000 US\$/MWh.
- Nova Zelândia – o preço é definido pelo mercado.
- Inglaterra – utiliza um patamar de 2 libras/kWh.

- Noruega – utiliza um sistema de ofertas, com atendimento sob responsabilidade do “grid” e custos de 800 US\$/MWh para o setor industrial, 520 US\$/MWh para o setor comercial e 325 US\$/MWh para o setor residencial.
- Espanha – utiliza custos (em US\$/MWh) de 140, 400, 1.200, 2.000 para profundidades de 5%, 12,5%, 20% e acima de 20%. Utiliza ainda um *price cap* de 165 US\$/ MWh.

No que se refere aos custos de interrupção, embora a comparação entre diferentes países seja interessante, deve-se estar consciente das diferentes condições entre esses países. Isto também é verdade para o caso dos custos de déficit de energia. Quanto menos confiável for um sistema de potência, provavelmente menor será o impacto relativo da interrupção nos consumidores. A dimensão da interrupção depende dos padrões técnicos de cada sistema de suprimento. A Tabela 9 (Massaud 1994) ilustra custos de interrupção no Canadá e Estados Unidos. Pode-se observar que, na média, os custos de interrupção destes países são superiores aos do Brasil.

**Tabela 9: Custos típicos de interrupção para Canadá e USA.**

|    | Residencial | Comercial  | Industrial | Média      | Observação           |
|----|-------------|------------|------------|------------|----------------------|
|    | [US\$/kWh]  | [US\$/kWh] | [US\$/kWh] | [US\$/kWh] |                      |
| 1  | 0,50        | 7,00       | 6,00       | -          | USA – duração 1h     |
| 2  | -           | -          | -          | 1-5        | USA                  |
| 3  | 0,53        | 7,28       | 5,33       | 3,67       | USA                  |
| 4  | 0,50-5,00   | 5,0-35,0   | 2,00-20,00 | 4,92       | Duração 1-4h         |
| 5  | -           | -          | -          | 4,43       | USA/1988             |
| 6  | 0,82        | 7,39       | 4,86       | 3,44-7,21  | USA/1983             |
| 7  | 0,35        | 4,35       | 5,40       | 3,70       | USA/1987             |
| 8  | 0,10        | 9,00       | 16,00      | 8,00       | USA – duração – 4H   |
| 9  | 0,12        | 13,50      | 13,50      | -          | USA                  |
| 10 | 4,00        | 8,00       | 53,00      | 16,00      | USA – 4h+aviso 1h    |
| 11 | 2,00        | 7,42       | 9,24       | -          | USA                  |
| 12 | 2,00-10,00  | -          | 5,00-30,00 | -          | USA – 1h             |
| 13 | 0,05        | 2,00       | 3,00       | 2,50       | USA/1h               |
| 14 | 0,38        | 13,15      | 12,70      | 5,73       | CANADA               |
| 15 | 0-0,001     | 0-0,01     | 0-0,01     | 0,01       | CANADA – 1,5h – 1982 |

\*Valores normalizados pela energia consumida [kWh]

## 2.4. Modelos

### 2.4.1 Aspectos dos modelos de planejamento

A referência CEPEL (2000) ilustra toda a formulação matemática do modelo NEWAVE. Este é um modelo de planejamento de operação, também utilizado, no Brasil, pelo ASMAE e ONS, para o cálculo de preços *spot* de energia elétrica, em bases mensais.

Algumas outras referências auxiliam o entendimento do modelo NEWAVE.

Em Kligermann (1992) é ilustrada uma técnica de programação dinâmica estocástica dual, utilizada no modelo NEWAVE. Esta técnica representou uma grande evolução e permitiu a simplificação dos cálculos necessários aos modelos de expansão do sistema que utilizavam a técnica de programação dinâmica estocástica – PDE.

Kligermann mostra a necessidade de existirem modelos para diferentes etapas de planejamento de expansão e operação e programação de operação, com diferentes graus de detalhe. Segundo ele os estudos do planejamento da operação plurianual são estratégicos e englobam todas as alternativas possíveis e a identificação das implicações futuras de todas as decisões possíveis no futuro, visando a minimização de custos. O planejamento plurianual (5 anos) determina estratégias de geração térmica e intercâmbio, sob um critério de confiabilidade. Os estudos táticos definem metas de geração com base nessas estratégias, com maior detalhamento do sistema. O planejamento da operação de horizonte mensal determina políticas de geração semanal por usina, e a programação de operação define metas diárias e horárias de geração de cada usina.

Kligermann mostra que desde 1974, as estratégias de operação do sistema brasileiro eram calculadas por um método determinístico, baseado em garantir o atendimento do mercado na ocorrência da pior série de afluências. Uma curva limite inferior de armazenamento indicava o nível mínimo de armazenamento que garantia o atendimento, na repetição das piores afluências. Quando a energia armazenada situava-se abaixo da curva limite, gerava-se com térmicas no máximo de sua capacidade. Era considerado um critério pouco econômico. Por este motivo passou-se a utilizar, a partir de 1979, técnicas de programação dinâmica estocástica, responsáveis por redução de 28% nos custos de operação do sistema, entre 1979 e 1984.

Aqui é importante esclarecer o conceito de política ótima (muitas vezes usado também como estratégia ótima). A política ótima é um conjunto de decisões para diferentes situações possíveis. O problema do planejamento da operação energética de médio prazo é determinar as estratégias ótimas de geração térmica e intercâmbios entre subsistemas, para todas as possibilidades de ocorrência futuras, e para todos os estados possíveis do sistema (níveis de reservatórios, por exemplo), nos diversos períodos do horizonte de estudo (mensais ou semanais, por exemplo). O problema de planejamento é estocástico pois não se conhece precisamente os eventos a ocorrer em cada estágio, mas somente sua distribuição probabilística. A Programação Dinâmica Estocástica é um recurso capaz de garantir solução ótima ao problema.

A política ótima é encontrada através do uso da Programação Dinâmica Estocástica – PDE. Para a programação dinâmica, formulada por Bellman em 1957, um problema se divide em estágios e a solução consiste em determinar a melhor decisão em cada estágio. A otimalidade de cada decisão é baseada no conhecimento prévio de todas as probabilidades futuras e suas consequências. Na PDE, a solução ótima em um determinado estágio é a decisão que minimiza o custo naquele estágio mais o custo futuro (custo total de todos os estágios seguintes até o horizonte final de estudo). O conceito de custo futuro é, então um conceito fundamental da PDE. Uma informação fundamental da política determinada pela PDE é o custo futuro para cada estado de um estágio. Devido ao fato de se tratar de um problema de grande porte e para reduzir os problemas derivados das características de maldição de dimensionalidade da PDE, a solução depende de agregar os reservatórios das usinas dos subsistemas em reservatórios equivalentes, para diminuir o número de variáveis do problema.

Mesmo a PDE e o uso de sistemas equivalentes não resolviam totalmente o problema de maldição de dimensionalidade. Este problema decorre da dificuldade de resolver problemas de otimização com muitas variáveis. O setor elétrico brasileiro resolvia os problemas individualmente para cada subsistema, e usava técnicas iterativas para fazer convergir os intercâmbios entre os subsistemas, o que não gerava soluções ótimas.

A Programação Dinâmica Estocástica Dual utiliza um método analítico para a solução da PDE, sem necessidade de discretizar e fazer cálculos para todos os estados discretizados, o que simplifica os cálculos e atenua o problema da maldição de dimensionalidade. O método se baseia na aproximação iterativa das funções de custo futuro da PDE, através de cortes lineares

fornecidos pela solução dual da recursão em cada estágio e permite resolver o problema de otimização de vários subsistemas considerando os intercâmbios entre eles. O modelo NEWAVE utiliza a Programação Dinâmica Estocástica Dual para determinação dos custos futuros utilizados no cálculo dos preços *spot*.

Em Ferreira (1997), visa-se estabelecer, num sistema desenvolvido pela UNICAMP denominado SAPE – Sistema de Apoio ao Planejamento, a conexão entre o planejamento chamado de longo prazo, com horizonte de vários anos e caracterizado por elevada incerteza, e caracterizado pelo uso de modelo equivalente e de Programação Dinâmica Estocástica, com o planejamento de médio prazo (alguns meses), com média incerteza, em que se usa um modelo individualizado, denominado POSH – Planejamento de Sistemas Hidrotérmicos, também desenvolvido pela UNICAMP, de otimização não linear, em que a afluência é tratada de forma determinística. Neste enfoque, esta conexão é realizada pelo valor esperado do custo futuro ao final do horizonte de médio prazo. Este custo, que é calculado pelo planejamento a longo prazo, é introduzido na função objetivo do planejamento de médio prazo como uma função de custo terminal, associada ao estado final de armazenamento dos reservatórios, consistindo em um dos fatores de coerência entre estas duas etapas de planejamento.

O modelo de PDE gera, para cada mês do ano, a partir de 10 estados possíveis para a energia afluyente e 100 estados para a energia armazenada, uma Tabela de decisão de geração e outra de custo futuro esperado associado à decisão de geração. A partir da Tabela de custos futuros, calculando os valores de custos médios, obtém-se um custo associado a cada valor discretizado de energia armazenada. Através dos dados contidos nos vetores de custo esperado futuro médio, assim calculados, são ajustadas curvas aos pontos. Utilizou-se uma função quadrática, para o ajuste destes pontos, e o método dos mínimos quadrados. Para cada mês do ano é determinada uma curva de custo futuro relacionando o custo futuro esperado com o percentual de armazenamento.

Este enfoque permite obter a solução de um problema determinístico de um horizonte de meses (médio prazo) ampliando a sua visão ao integrá-lo com o problema de horizonte de anos (longo prazo), utilizando a função de custo esperado futuro, que é a solução de um problema estocástico e de longo prazo. Isto impede que o reservatório possa esvaziar completamente no final do horizonte de otimização de médio prazo. A rotina de cálculo de preços do modelo

NEWAVE também utiliza o valor esperado do custo futuro, só que calculado por Programação Estocástica Dual.

Em Cruz Júnior (1998) é apresentada a formulação para obtenção de um modelo equivalente não linear para a etapa de planejamento de longo prazo. O problema é formulado através de Programação Dinâmica Estocástica e o sistema hidroelétrico é agregado através de um modelo equivalente que supõe a operação otimizada dos reservatórios do sistema. Na modelagem das energias afluentes ao reservatório por programação dinâmica, adotou-se um modelo autoregressivo de ordem 1, isto é, uma correlação das afluições de um determinado mês com as afluições de somente um mês anterior. Foi utilizado um programa de simulação do sistema a usinas individualizadas que leva em conta particularidades usualmente desconsideradas nos modelos de simulação agregada. Foram feitas comparações com a metodologia adotada pelo setor elétrico brasileiro, que, ao fazer a desagregação, considera operação paralela. Esta operação considera que os percentuais de todos os reservatórios individuais são os mesmos, isto é, movimentam-se em paralelo. Na metodologia apresentada mostra-se que o enchimento ou esvaziamento dos reservatórios não deve ser feito em paralelo. De uma maneira geral, os reservatórios de montante devem ser esvaziados primeiro, e os reservatórios de jusante devem ser mantidos cheios o máximo de tempo possível. Os ganhos de produtividade nos reservatórios de jusante obtidos pela maior altura de queda combinada com vazões maiores que as vazões do reservatório de montante, em decorrência das afluições laterais, mais do que compensam a queda de produtividade decorrente da menor altura dos reservatórios de montante combinada com uma vazão menor que a de jusante, e conduzem a maior disponibilidade de energia total do sistema. Uma conclusão importante deste trabalho é apontar a possibilidade de criação de um modelo de otimização a longo prazo baseado em um otimizador determinístico e que trabalha a estocasticidade do problema através de modelos de previsão de afluições. A implementação de um modelo deste tipo trabalharia com o sistema detalhado, não equivalente, e evitaria as simplificações necessárias para o uso de modelo de otimização baseado em PDE e modelo equivalente. O modelo NEWAVE trabalha também com um modelo autoregressivo de previsão de afluições.

Cicogna (1999) mostra a formulação do problema de otimização não linear do planejamento de médio prazo utilizado no SAPE, da UNICAMP, apresenta a técnica de solução

do problema de otimização, baseada na representação do problema de fluxo em rede não linear com arcos capacitados, e enfoca o problema de implementação das rotinas computacionais de solução através de programação orientada a objetos.

#### **2.4.2 Cadeia de modelos de planejamento de expansão e operação no Brasil**

O processo de planejamento é uma análise sistemática e ordenada de informações para subsidiar a tomada de decisões. No caso do sistema elétrico, o objetivo é decidir datas de implantação de instalações de geração, transmissão e distribuição e decidir a forma de operação destas instalações, a fim de suprir a demanda prevista de maneira mais eficiente possível para a sociedade e para os empreendedores, dado um grau de confiabilidade. O problema do planejamento é de grande complexidade, grande porte, dinâmico e envolve: prazos curtos, médios e longos, várias incertezas, acoplamento físico das instalações, o acoplamento temporal e variáveis não lineares.

Face a complexidade e porte das modelagens do problema, o mesmo é dividido em etapas, integradas entre si.

A etapa de planejamento de expansão define qual a expansão da geração, transmissão e distribuição. São feitos estudos com prazos de 20 a 30 anos para identificar tendências tecnológicas, estudos de 15 anos para estabelecer efetivamente as alternativas de expansão e estudos de 10 anos para fazer ajustes na expansão referentes a mudanças de demanda, restrições de cronogramas, restrições financeiras, limitações empresariais, etc. Estes estudos são feitos considerando-se a possibilidade de ocorrência de um ou mais cenários de crescimento de demanda, a fim de atender o consumidor no futuro, com um menor custo e uma qualidade e confiabilidade adequada.

Na etapa do planejamento da operação, busca-se detalhar o que fazer para minimizar os custos de operação relativos ao plano de expansão concebido. Nesta etapa detalha-se metas de montantes de geração por usina, manutenções programadas de unidades geradoras, consumo de combustíveis, etc., com horizonte de um mês a cinco anos.

Na etapa de programação da operação a curtíssimo prazo define-se todos os detalhes para operação de todas as horas de um dia.

Os estudos de expansão de 20 a 30 anos fornecem a composição do parque gerador em termos regionais e por fonte geradora, a definição dos principais troncos de transmissão, os programas de expansão para diferentes fontes geradoras, a política tecnológica e industrial, as recomendações para estudos de inventário de fontes de energia e os Custos Marginais de Referência de Longo Prazo.

Os estudos de 15 anos especificam as datas das entradas das usinas em operação, as condições de atendimento de energia e potência incluindo riscos de déficit e geração média hidráulica e térmica, a necessidade de novos equipamentos e tecnologias, a alocação de usinas térmicas e os estudos de viabilidade das usinas hidráulicas.

Os estudos de 10 anos (Plano Decenal de Expansão) visam subsidiar as decisões quanto aos projetos a serem implementados de forma mais imediata. Fazem os ajustes da expansão. Este plano faz um ajuste do custo marginal de referência (25 anos) e define o custo marginal de expansão, que é o custo incremental médio do sexto ao décimo ano do horizonte. Antes da reestruturação do setor este plano fornecia como dado ao planejamento da operação o custo implícito do déficit. Era este custo de déficit implícito que era calculado pelo programa decenal e era dado de entrada para os estudos de planejamento da operação a longo prazo. Com a mudança para ambiente competitivo, o plano decenal passou a utilizar um custo explícito de déficit. O risco de déficit passa a ser um dado de saída do planejamento decenal.

O planejamento da operação a longo prazo, no contexto atual, é realizado utilizando o modelo NEWAVE. Ele utiliza os valores de custo de déficit explícito em sua função objetivo e fornece como saída o armazenamento final mensal, as metas de geração mensais, para cada sistema para cada cenário de sequência de aflúências, índices de confiabilidade (probabilidades de déficit de energia, energias não supridas) e preços (valores da água e distribuição de custos marginais). Fornece também as curvas de custo futuro a serem utilizadas pelo planejamento da operação a curto prazo. Estas curvas de custo futuro contêm a influência dos custos de déficit e dos déficits esperados no futuro. Tanto o planejamento de expansão como o de operação de longo prazo deveriam utilizar o mesmo custo de déficit.

Aqui cabe uma observação. O planejamento da operação não vem utilizando curvas de custo futuro, no final do seu horizonte, produzidas pelo planejamento de expansão decenal. O

critério tem sido acrescentar alguns anos ao horizonte de planejamento, de modo a minimizar a influência dos períodos finais e fixar o custo futuro final em zero. Igualmente vêm sendo utilizadas diferentes taxas de juros e um só patamar de custo de déficit. A questão do uso de custo de déficit único foi solucionada por sugestão da ANEEL e Câmara de Gestão da Crise de Energia.

As metas de geração e as curvas de custo futuro geradas pelo planejamento de operação, estas sim, são informadas ao modelo de planejamento de operação de curto prazo (DECOMP), que repassa resultados de despacho para o modelo de programação da operação (DESSEM). O DECOMP e DESSEM representam as usinas de forma individualizada. O DECOMP é utilizado para o planejamento mensal ou trimestral e fornece as metas de armazenamento, a geração, os intercâmbios de energia entre empresas e a função de custo futuro a ser utilizada pelo DESSEM. O DESSEM calcula a programação diária representada pelos despachos horários e determina também os preços horários.

O custo de déficit é considerado no planejamento da expansão e no planejamento da operação de longo prazo e curto prazo mas somente os dados de saída do planejamento de operação de longo prazo estão conduzindo os reflexos dos déficits futuros para os custos futuros, usados no planejamento da operação e na programação a curto prazos.

A utilização de uma função de custos de déficit por faixas, num programa de otimização do planejamento de operação ou expansão, pressupõe, implicitamente, a adoção de racionamentos preventivos. Isto porque na otimização trocam-se déficits de maior profundidade, concentrados em poucos meses e de custos muito altos, por déficits de menor magnitude, distribuídos por um período maior, mas com custos mais baixos.

Caba destacar a diferença entre os racionamentos preventivos realizados pelo programa de otimização e racionamentos preventivos reais. Os programas de otimização com curvas de déficits em patamares trocam déficits prováveis mais altos por déficits prováveis mais baixos. Se o risco de déficits mais baixos estiver maior que um critério preestabelecido, pode haver a decisão de realizar racionamentos reais.

Como a operação do sistema no Brasil não utilizava vários patamares, o critério de racionamentos preventivos não era considerado. Mas mesmo que o fosse, esta, talvez, não fosse a melhor medida preventiva inicial. O racionamento no Brasil mostrou que existem fontes de energia de emergência, no mundo, que são móveis, podendo ser levadas para locais onde há carência de energia. É importante que o planejamento da operação e expansão passem a considerar estes tipos de fontes nos seus modelos de otimização, como medidas anteriores ao racionamento.

É importante observar que o Acordo de Mercado do MAE pressupõe racionamentos preventivos, o que deve ser modificado de forma a priorizar as medidas de emergência.

## **2.5. Medidas governamentais no Brasil após o racionamento de 2001 e 2002**

A ocorrência de um racionamento de energia no país em 2001, o não cumprimento do cronograma de privatização conforme previsto e a falta de investimentos na expansão de geração e transmissão do sistema levaram à criação de um órgão transitório, vinculado à Presidência da República, visando coordenar, com a participação dos diversos órgãos e agentes do setor elétrico, as ações de racionamento, as ações de normalização a curto prazo do suprimento e um estudo de diagnóstico e revisão do marco regulatório, a fim de sanar eventuais deficiências do modelo. Em Câmara de Gestão da Crise de Energia (2002), que é um relatório dos trabalhos daquele órgão, foram propostas várias medidas, ligadas direta ou indiretamente ao problema do déficit.

A primeira delas se refere ao aperfeiçoamento do processo de despacho e formação de preço. Consiste em substituir o valor de custo do déficit de 684 R\$/MWh por valores atualizados crescentes com sua profundidade, para que reflitam melhor o custo do déficit para a sociedade; em modificar os atuais critérios de projeção de oferta e demanda, passando a basear-se em critérios mais realistas; em introduzir uma “curva de segurança” a fim de refletir a aversão de agentes e consumidores ao risco hidrológico e a fim de assegurar o despacho das usinas térmicas sempre que necessário para garantir a segurança do sistema. Visa-se, em última análise fazer com que a formação de preços e as decisões operativas reflitam melhor as expectativas dos agentes e as efetivas condições do sistema. Visa também evitar que uma reversão de expectativas crie sinalização de preços inadequada, como a que ocorreu entre novembro de 2000 e janeiro de 2001, quando os reservatórios ainda estavam baixos, mas houve uma melhoria nas afluências, o que gerou preços mais baixos e perspectivas de que a melhoria seria duradoura.

A segunda medida é a implementação de oferta de preços no mercado *spot*. Consiste na substituição do atual sistema de despacho e de cálculo do preço do MAE (baseado em custos), por um sistema baseado em oferta de preços realizada pelos agentes, mantendo o MRE e preservando a otimização do despacho. Isto visa a uma formação do preço de forma mais transparente, a uma maior responsabilidade aos agentes, que, definindo seu próprio preço, poderão controlar seus riscos empresariais e que a formação de preço reflita expectativas dos vários agentes, tornando o resultado mais consistente. As decisões operativas e os preços do MAE continuariam, entretanto, a ser calculados com base em uma única percepção em relação ao futuro e em um único programa de computador. Os agentes não poderão tentar isentar-se de responsabilidade por eventuais crises de oferta, tentando responsabilizar o ONS ou outros órgãos.

A terceira medida se refere ao aumento das exigências de contratação bilateral. Consiste em estabelecer percentual em 95% do mercado cativo (hoje implicitamente em 85%), para aumentar a garantia da expansão da oferta. Deverá ser intensificado o monitoramento e serão estabelecidas penalidades para distribuidoras e para geradoras, em caso de falta de cumprimento.

Uma quarta medida se refere a contratação de geração de reserva, de usinas emergenciais. Consiste em contratação a longo prazo, inclusive por parte do Governo, se for necessário, de capacidade de geração térmica de reserva, com custos rateados entre os consumidores. Isto permitiria a criação de uma reserva de geração que reduziria a dependência ao regime de chuvas. Os consumidores teriam um *seguro* contra racionamentos. A localização bem planejada permitiria reduzir custos de transmissão e criar reservas locais.

Uma quinta medida é a criação de procedimento de alerta quando de dificuldades de suprimento. Consiste em uma definição clara das responsabilidades sobre a sinalização de problemas potenciais de suprimento e recomendação de medidas de racionamento. O ONS, em articulação com o MME deverá incluir, nos Procedimentos de Rede, índices de desempenho associados ao risco e severidade dos racionamentos futuros, indicando, também a violação da curva de aversão ao risco, além de definir um conjunto de medidas preventivas e emergenciais recomendáveis em caso de dificuldade de suprimento. O MME deverá, em conjunto com ANEEL, ANA e ONS, estabelecer critérios e procedimentos para implantação de racionamento.

A sexta medida se refere a delegação ao MME da supervisão das condições de atendimento. Consiste em responsabilizar o MME pela supervisão e alerta em caso de perspectivas de problemas de suprimento.

A sétima medida se refere ao estímulo à conservação e uso racional de energia. Consiste em medidas de estímulo tais como Aprovação da Lei 20.295 sobre Política Nacional de Conservação, programa de apoio às micro, pequenas e médias empresas, criação do Comitê Gestor de Indicadores e Níveis de Eficiência Energética e aporte de recursos necessários para reativação do PROCEL, programa de incentivo a conservação e eficiência no uso da energia elétrica.

## **2.6. Mercados futuros de energia elétrica**

A referência Nascentes (2000) ilustra os instrumentos derivativos de gerência de risco e a sua importância para complementação de uma estrutura de mercado de energia elétrica. Faz também considerações sobre os problemas de se calcular um preço de mercado *spot* através de um modelo, ao invés de se utilizar o critério de oferta e procura. Mostra que a formação do mercado depende não só de sinalização de preços *spot*, mas também de preços de mercados voltados para negociações no futuro (tanto negócios bilaterais como derivativos), que espelham resultados de negociações e compromissos efetivos de negociações resultantes de expectativas dos agentes. A sinalização completa do mercado não pode depender somente de preços *spot* e de meros estudos de projeções de preços futuros sem qualquer compromisso efetivo dos agentes de mercado com estas projeções. Este aspecto é aqui colocado pelo fato de ser muito comum a afirmação de que os custos de déficits devem ser refletidos no preço *spot* a fim de incentivar os investimentos em caso de escassez.

### **3. Modelo de cálculo do preço *spot* no Brasil – NEWAVE**

Os preços no Brasil são calculados por um despacho centralizado baseado na minimização dos custos. Na verdade foi aproveitada a cadeia de modelos que faz o planejamento da operação e a programação de operação para, também, realizar o cálculo dos preços. A coerência da cadeia de modelos (NEWAVE, DESSEM e DECOMP) é garantida através da troca de informações entre eles. O NEWAVE faz o planejamento anual da operação e calcula preços em bases mensais e é o que está sendo usado no Brasil. Os outros modelos ainda não foram implantados, o que permitirá cálculo de preços em bases horárias e até de meia em meia hora. O despacho por minimização de custos aciona os geradores em ordem crescente de custo variável de produção, em R\$/MWh, até que a produção total se iguale ao consumo total. Este despacho determina o Custo Marginal de Operação – CMO, que representa o custo de atender um MW adicional de energia. Este CMO, calculado pelos programas computacionais de otimização, é usado como o preço da energia no mercado *spot* no Brasil.

À primeira vista poderia parecer que as usinas hidroelétricas deveriam ser sempre as primeiras a ser colocadas na ordem de prioridade de despacho, pelo fato do custo unitário de produção ser próximo de zero, por utilizar as vazões afluentes dos rios. Nas usinas a fio d'água isto realmente ocorre pois as mesmas são obrigadas a gerar por não possuírem capacidade de armazenamento.

As demais usinas podem armazenar a água para utilização futura, podendo transferir geração de épocas de menor preço de energia para épocas de maior preço, a fim de aumentar a rentabilidade. Estas usinas possuem um custo de oportunidade associado a decisão de gerar hoje ou no futuro. A decisão de armazenar é uma decisão de risco. Se o preço hoje é 50 e o preço

esperado futuro é 55, a hidráulica pode armazenar para aumentar a receita. Mas se houver decisão de não correr riscos, pois o preço futuro é incerto e pode vir a cair, pode ser também tomada a decisão de gerar hoje. Uma usina térmica que possua combustível que não necessita ser utilizado imediatamente tem problema de decisão semelhante ao de uma hidrelétrica, pois possui um montante de energia como se fosse um reservatório, que pode ser usado hoje ou no futuro, o que for mais rentável.

O modelo NEWAVE calcula o custo de oportunidade das hidroelétricas e o custo marginal de operação em cada estágio do horizonte de estudo através da minimização da soma da Função de Custo Imediato – FCI com a Função de Custo Operativo Esperado Futuro – FCEF. O horizonte de estudo é de cinco anos.

A função de custo operativo atual reflete as curvas de variação de custo das térmicas com a potência gerada mais as curvas de custo das térmicas que representam as situações de déficit, isto é, possuem custos iguais aos do déficit. Quando é despachada uma *térmica* que possui custo igual ao de déficit significa que há déficit, representado pela quantidade de *térmica* de déficit despachada.

A função de custo futuro esperado também reflete o custo esperado de geração térmica mais o custo esperado de déficits futuros.

As funções de custo esperado futuro, para cada estágio, são calculadas através de simulações de otimização de custo, em função de cada nível de armazenamento possível em cada estágio, e são determinadas, no programa NEWAVE, por Programação Dinâmica Estocástica Dual. Os valores de custo são valores esperados porque as simulações são realizadas de maneira probabilística, usando um grande número de cenários de afluências possíveis, isto é, usando um grande número de séries sintéticas. Para cada estado de um estágio o programa calcula o custo esperado futuro mínimo, levando em conta as probabilidades futuras de afluência, e uma decisão ótima de descarga nas usinas hidráulicas e geração térmica, associada àquele custo futuro mínimo mais o custo atual mínimo. Interessante notar que o custo futuro inicial, referente ao estágio zero da programação dinâmica, é o custo do estágio de estudo atual mais o custo futuro do estágio 2 em diante. O custo futuro do final do estágio 1 é o custo atual do estágio 2 mais o custo futuro do estágio 3 em diante, e assim sucessivamente. Dispondo dos vários custos futuros para os vários

estados de armazenamento possíveis, é possível determinar a curva de custo futuro para cada estágio.

Determinada a política, e as funções de custos futuros, os preços para um determinado mês  $t$ , são calculados, então, conforme o modelo de simulação de operação abaixo:

$$\text{Função Objetivo } Z = \text{Min FCI}(t) + \text{Min FCEF}(t+1 \text{ a } T).$$

s.a

- restrições de balanço hídrico.
- limites de turbinamento e armazenamento.
- limites na geração térmica.
- atendimento da demanda.

Este problema é resolvido, no NEWAVE, através de um algoritmo de programação linear, considerando todos os subsistemas interligados. O algoritmo, além de calcular a decisão operativa ótima, calcula os multiplicadores duais, ou preços sombra, associados a cada restrição.

O preço *spot*, que é o custo marginal de operação, é o multiplicador da restrição de atendimento à demanda. O valor da água é o multiplicador associado à restrição de balanço hídrico.

Neste processo de otimização, o uso ótimo da água armazenada corresponde ao ponto que minimiza a soma das funções de custo imediato e futuro. Este ponto de mínimo custo global corresponde ao ponto onde as derivadas da FCI e da FCEF em relação ao armazenamento são iguais. Estas derivadas são chamadas de valores da água.

O problema do valor da água traz uma implicação. O valor da água é o custo de usar uma unidade de volume de água, num determinado estágio, e pode ser expresso em \$/unidade de volume ou, se conhecermos o coeficiente de produtividade, pode ser, também, expresso por \$/MWh.

Assim, se em um sistema tivermos três térmicas, com custo de 8, 12 e 15 \$/MWh, e o valor da água for 14\$/MWh, geraremos, pela ordem, primeiro a térmica de custo 8, depois a de 12, e depois a hidroelétrica de 14 (antes da térmica de 15). Se estivermos gerando com a hidráulica, e se a térmica de maior custo operando for a de custo 12, neste caso o custo marginal de operação não será 12. Será 14, que é o custo marginal da água.

O preço, portanto, se dá no ponto em que a derivada do custo futuro é igual à derivada do custo atual. A função de custo futuro esperado é composta pelo custo esperado de térmicas mais o custo esperado de déficits.

Os déficits afetarão os preços *spot* principalmente em função da sua influência no custo esperado futuro de cada estado. Eventualmente podem ocorrer déficits no próprio estágio em que se calcula o preço. Os déficits afetarão tanto mais o custo esperado futuro quanto mais casos esperados com déficit sejam previstos nos cenários de otimização do cálculo da curva de custo futuro, e quanto mais profundos sejam estes déficits. Haverá mais casos com déficits e déficits mais profundos quanto menor o armazenamento final dos reservatórios e também haverá mais casos com déficits e déficits mais profundos quanto menor a tendência hidrológica.

Em Câmara de Gestão da Crise de Energia (2002) mostra-se que uma tendência hidrológica positiva de poucos meses atrás, mesmo com reservatórios baixos, provoca previsões de aflúncias favoráveis reduzindo os cenários com possibilidade de déficit. Este é um problema que deve ser estudado, pois a reversão de uma tendência hidrológica negativa para positiva tem o efeito imediato de diminuir preços, mesmo que, dentro de um prazo curto, possa haver situações graves de suprimento. Inclusive, como forma de diminuir os riscos associados a este problema, foi estabelecida a utilização de uma curva de segurança. A diferença entre o uso desta curva e o uso do critério de risco de déficit é que o critério de risco de déficit só *enxerga* o déficit quando o nível dos reservatórios já está no mínimo ou próximo dele, e o modelo de otimização só toma providências de aumentar geração para minimizá-lo quando o *enxerga*. O estabelecimento da curva de segurança antecipa decisões de aumento de geração térmica, quando enxerga um nível mínimo de reservatório, de segurança, que é estabelecido em um valor acima do mínimo operativo, antes mesmo da ocorrência de um déficit. Assim, se houver distorções nas previsões de aflúncia, em situações de escassez, o nível de segurança proverá a antecipação de decisões e

diminuirá a probabilidade de déficit, e minimizará os efeitos prejudiciais de tal distorção. Mas, independente disto, o modelo deve ser estudado para que estas distorções sejam minimizadas.

É interessante observar que o equilíbrio entre os custos de operação e a confiabilidade é obtido através do custo de déficit. Um custo de déficit alto acarreta elevados custos de térmica. Um custo de déficit baixo acarreta uso excessivo de reservatório e maior risco de déficits futuros.

O modelo NEWAVE possui quatro módulos: cálculo do sistema equivalente, que agrega e desagrega as usinas; cálculo de energias afluentes; determinação da política ótima, que calcula a política ótima, determinando as funções de custo futuro para todos os estágios; e o módulo da simulação da operação, que determina o preço *spot* para um determinado mês ou que permite determinar o despacho ótimo e os custos marginais de operação para uma sequência de afluições previstas em um horizonte de simulação pré-determinado. O modelo permite também realizar simulações para várias séries diferentes de afluições, inclusive para todas as séries sintéticas, e realiza estatísticas dos resultados das mesmas, como custo marginal de operação médio, riscos de déficit, energia não suprida média, etc.

O modelo utiliza séries sintéticas para gerar séries diferentes da histórica, mas igualmente prováveis, e com as mesmas características da série histórica, tais como média, variância, assimetria e estrutura de autocorrelação.

A análise deste tipo de séries é feita pelo uso de formulações autoregressivas cujos parâmetros apresentam um comportamento periódico (modelos auto-regressivos periódicos ou PAR ( $p$ )), onde  $p$  é a ordem do modelo, ou seja, o número de termos auto-regressivos, ou número de estágios cujas afluições passadas são utilizadas nas previsões de afluição (para estudos de simulação específicos) e na determinação da probabilidade de uma afluição em um determinado estágio, para uso no cálculo da política, conhecidas as afluições dos  $p$  estágios passados. Este modelo permite produzir séries secas tão severas quanto as do histórico e sua formulação permite expressá-lo em função das variáveis de estado a cada estágio, o que viabiliza a sua utilização com a metodologia de Programação Dual Estocástica. Assim o modelo estocástico pode ser usado tanto no módulo de determinação da política ótima quanto no módulo de simulação da operação.

Cada subsistema é ajustado por um modelo autoregressivo que preserva a estrutura temporal mensal. A correlação espacial entre os subsistemas é representada por uma série de ruídos multivariada. No ajuste dos modelos estocásticos há três etapas. A primeira chamada de identificação do modelo, onde se escolhe, tentativamente, a ordem do modelo. Na segunda se estima os parâmetros do modelo. Na terceira se realiza testes de verificação das hipóteses do modelo.

A função objetivo do modelo, como já vimos, minimiza o custo atual do período  $t$  mais o custo futuro do período  $t+1$  até o final do horizonte de estudo  $T$ . Como ao final do horizonte  $T$  também é necessário conhecer o custo futuro, o programa acrescenta um horizonte  $T'$  ao horizonte  $T$ , mantém a mesma configuração do sistema e a mesma demanda dentro do período  $T'$  e considera custo futuro zero ao final de  $T'$ .

O déficit de fornecimento é representado como se existisse uma usina térmica a mais, com custo muito alto, igual ao custo do déficit. Quando o sistema estiver fazendo uma simulação para um determinado horizonte e uma determinada série de afluições, ele irá despachando as térmicas e as hidráulicas pela ordem de custo. Quando não houver mais potência térmica ou o valor da água estiver superior ao déficit, e houver necessidade de mais geração, significa que houve um déficit. O programa despacha então a última *térmica*, cujo valor de geração indica o valor do déficit.

Como resultado do despacho referente a uma série de afluições, o programa fornecerá os valores de geração térmica mensais e os valores de déficits mensais, quando houver.

O preço *spot* no modelo brasileiro é o preço do custo de oportunidade da água. Num mês em que não houve déficit, o preço é o custo marginal de operação, igual ao custo de oportunidade da água. Num mês em que houver déficit, o preço *spot* é considerado o custo marginal da curva de custo de déficit, referente a potência gerada pela *térmica* de déficit. Mas pode ser também definido limite para este preço, o que será discutido mais adiante.

É importante notar que o custo futuro esperado no final do horizonte onde se calcula o preço *spot* trás a influência dos déficits esperados até o final do horizonte, mas estas influências são trazidas a valor atual, sendo divididas por  $(1 + i)^t$ , sendo  $t$  cada estágio e  $i$  a taxa de desconto

anual. Assim, a taxa de desconto exerce uma atenuação na influência dos déficits futuros sobre o preço *spot*. Dependendo do custo do déficit e do horizonte, o custo atual deste déficit pode ser mais barato do que gerar térmica hoje. Pode ficar mais barato então não tomar medidas de geração preventiva. Estas medidas só serão tomadas quando se estiver mais próximo da provável ocorrência do déficit. Assim, déficits esperados mais próximos do período em que se calcula preço *spot* têm maior influência nos preços que os déficits mais distantes.

#### 4. Estudos utilizando o modelo de preço *spot* do Brasil

Foram realizadas simulações com o modelo NEWAVE, usando a base de dados fornecida pelo ASMAE, para o mês de fevereiro de 2001. O objetivo principal foi verificar o impacto de variações do custo de déficit, partindo-se de valores baixos de custo de déficit ( R\$ 310,00/MWh, um pouco acima dos custos das térmicas normais) até valores mais altos, em torno de R\$ 2.000,00 /MWh, próximo dos valores que estavam sendo propostos no Brasil (Casos de 1 a 5). Adicionalmente, para enriquecer a análise, procurou-se verificar o impacto de variações na taxa de desconto (Casos 3 a 3G),o impacto de variações nas afluições passadas (Caso 6),o impacto do aumento no reservatório inicial (Caso 7) e, finalmente, o impacto do uso da curva de déficit em patamares em comparação com o uso de um único patamar (Caso 8). A seguir é apresentada a lista dos casos estudados:

- Caso 1 – Custo de déficit de 310,00 R\$/MWh (Caso base – Taxa de Desconto – TD = 10% ao ano)
- Caso 2 – Custo de déficit de 400,00 R\$/MWh e TD= 10% ao ano.
- Caso 3 – Custo de déficit de 684,00 R\$/MWh e TD = 10% ao ano.
- Caso 3 A – Custo de déficit de 684 R\$/MWh e TD = 6% ao ano .
- Caso 3 B – Custo de déficit de 684,00 R\$/MWh e TD = 12% ao ano.
- Caso 3 C – Custo de déficit de 684,00 R\$/MWh e TD = 13% ao ano.
- Caso 3 D – Custo de déficit de 684,00 R\$/MWh e TD = 14% ao ano.

- Caso 3 E – Custo de déficit de 684,00 R\$/ MWh e TD = 15% ao ano.
- Caso 3 F – Custo de déficit de 684,00 R\$/MWh e TD = 16,5% ao ano.
- Caso 3 G – Custo de déficit de 684,00 R\$/MWh e TD = 18% ao ano.
- Caso 4 – Custo de déficit de 1.368,00 R\$/MWh e TD = 10% ao ano.
- Caso 5 – Custo de déficit de 2.000,00 R\$/MWh e TD = 10% ao ano.
- Caso 6 – 200% da tendência hidrológica do Caso 3, custo de déficit de 684,00 R\$/MWh e TD = 10% ao ano.
- Caso 7 – Reservatório equivalente com 100% do volume útil, custo de déficit de 684,00 R\$/MWh e TD = 10% ao ano.
- Caso 8 – Custos de déficits em patamares de 183,00 R\$/MWh, 395,00 R\$/MWh, 826,00 R\$/MWh e 938,00 R\$/MWh e TD = 10% ao ano.

Os dados básicos são apresentados na Tabela 10 abaixo:

**Tabela 10:** Dados básicos de fevereiro de 2001.

|                            | Sudeste | Sul    | Nordeste | Norte  |
|----------------------------|---------|--------|----------|--------|
| Mercado [MWmédio]          | 25.316  | 5.991  | 5.982    | 2.586  |
| Reserva inicial [MWmédio]  | 49.023  | 13.774 | 20.550   | 8.628  |
| Reserva inicial [%]        | 30,7    | 98,0   | 41,5     | 85,4   |
| Energia afluenta [MWmédio] | 35.541  | 6.832  | 6.543    | 10.277 |

É importante esclarecer que além das informações da Tabela 10, o arquivo dos dados de fevereiro fornecido pelo ASMAE possui um grande volume de informações predefinidas, dentro do horizonte de estudo, referentes a cronograma de expansão de geração, perfil de crescimento de demanda, cronograma de manutenção de unidades geradoras, curvas de custos de usinas térmicas, etc. Nos casos estudados todas estas informações permaneceram as mesmas. Em cada caso estudado foi modificado apenas o parâmetro de interesse, a fim de permitir comparações. Ao se observar resultados dos estudos mostrados nas Tabelas referentes aos cinco anos do horizonte de estudo, deve-se ter em conta, portanto, que estes resultados são função também daquelas informações predefinidas.

Nas Tabelas 11 a 25, a seguir, que exprimem os resultados dos casos estudados, os riscos de déficit estão expressos em %; o déficit de energia e o reservatório final em MW médios; o preço *spot* e o custo marginal da água em R\$/MWh e o custo total de operação em milhões de reais; os riscos de déficits e os déficits são apresentados para os cinco anos do horizonte de estudo; os déficits referem-se a valores médios esperados para cada ano; os preços *spot* e o custo marginal da água referem-se ao mês de fevereiro de 2001 e são calculados para três patamares de carga: patamar 1 (carga pesada), patamar 2 (carga média) e patamar 3 (carga leve). Nas Tabelas 26 até 30 é apresentada uma ordenação de parte dos resultados que irá facilitar a visualização e análise.

**Tabela 11: Caso 1 – Custo de déficit de 310,00 R\$/MWh.**

| <b>Região</b>                  | <b>Sudeste</b> |                | <b>Sul</b>   |                | <b>Nordeste</b> |                | <b>Norte</b> |                |
|--------------------------------|----------------|----------------|--------------|----------------|-----------------|----------------|--------------|----------------|
| <b>Ano</b>                     | <b>Risco</b>   | <b>Déficit</b> | <b>Risco</b> | <b>Déficit</b> | <b>Risco</b>    | <b>Déficit</b> | <b>Risco</b> | <b>Déficit</b> |
| 1                              | 24,6           | 453,4          | 7,3          | 11,4           | 14,3            | 53,6           | 18,4         | 12,6           |
| 2                              | 19,3           | 613,1          | 8,3          | 20,0           | 12,6            | 75,8           | 6,8          | 6,3            |
| 3                              | 6,2            | 112,6          | 1,7          | 3,0            | 8,3             | 35,9           | 4,2          | 4,1            |
| 4                              | 2,7            | 31,9           | 0,7          | 1,1            | 7,1             | 25,0           | 2,7          | 3,2            |
| 5                              | 2,5            | 18,1           | 0,4          | 0,8            | 8,0             | 27,2           | 1,7          | 1,8            |
| <b>Preço spot</b>              |                |                |              |                |                 |                |              |                |
| <b>Patamar</b>                 |                |                |              |                |                 |                |              |                |
| 1                              | 90,37          |                | 90,37        |                | 67,23           |                | 67,23        |                |
| 2                              | 90,37          |                | 86,08        |                | 67,23           |                | 67,23        |                |
| 3                              | 90,37          |                | 86,08        |                | 67,23           |                | 67,23        |                |
| <b>Custo marginal da água</b>  |                |                |              |                |                 |                |              |                |
|                                | 90,37          |                | 86,08        |                | 67,23           |                | 0,00         |                |
| <b>Reservatório final</b>      |                |                |              |                |                 |                |              |                |
|                                | 60.798         |                | 13.467       |                | 20.621          |                | 10.109       |                |
| <b>Custo total da operação</b> |                |                |              |                |                 |                |              |                |
|                                | 10.615,00      |                |              |                |                 |                |              |                |

**Tabela 12: Caso 2 – Custo de Déficit de 400,00 R\$/MWh.**

| <b>Região</b>                  | <b>Sudeste</b>   |                | <b>Sul</b>   |                | <b>Nordeste</b> |                | <b>Norte</b> |                |
|--------------------------------|------------------|----------------|--------------|----------------|-----------------|----------------|--------------|----------------|
| <b>Ano</b>                     | <b>Risco</b>     | <b>Déficit</b> | <b>Risco</b> | <b>Déficit</b> | <b>Risco</b>    | <b>Déficit</b> | <b>Risco</b> | <b>Déficit</b> |
| 1                              | 24,2             | 442            | 6,9          | 11,6           | 14,3            | 53,5           | 17,9         | 12,5           |
| 2                              | 18,6             | 595            | 8,1          | 19,9           | 12,8            | 74,6           | 7,1          | 6,3            |
| 3                              | 5,6              | 106            | 1,7          | 2,8            | 8,6             | 35,4           | 4,3          | 4,3            |
| 4                              | 2,5              | 30             | 0,5          | 1,0            | 5,6             | 22,2           | 2,9          | 3,2            |
| 5                              | 2,1              | 14             | 0,3          | 0,6            | 6,6             | 20,6           | 1,1          | 1,2            |
| <b>Preço spot Patamar</b>      |                  |                |              |                |                 |                |              |                |
| 1                              | 111,6            |                | 111          |                | 84,8            |                | 84,8         |                |
| 2                              | 111,6            |                | 106          |                | 84,8            |                | 84,8         |                |
| 3                              | 111,6            |                | 103          |                | 84,8            |                | 84,8         |                |
| <b>Custo marginal da água</b>  | 111,6            |                | 106          |                | 84,8            |                | 0,0          |                |
| <b>Reservatório final</b>      | 61.164           |                | 13.476       |                | 20.621          |                | 10.109       |                |
| <b>Custo total da operação</b> | <b>11.613,00</b> |                |              |                |                 |                |              |                |

**Tabela 13: Caso 3 – Custo de Déficit de 684,00 R\$/MWh e taxa de desconto de 10% ao ano.**

| <b>Região</b>                  | <b>Sudeste</b>   |                | <b>Sul</b>   |                | <b>Nordeste</b> |                | <b>Norte</b> |                |
|--------------------------------|------------------|----------------|--------------|----------------|-----------------|----------------|--------------|----------------|
| <b>Ano</b>                     | <b>Risco</b>     | <b>Déficit</b> | <b>Risco</b> | <b>Déficit</b> | <b>Risco</b>    | <b>Déficit</b> | <b>Risco</b> | <b>Déficit</b> |
| 1                              | 23,1             | 433,4          | 7,2          | 11,6           | 14,0            | 50,9           | 17,4         | 12             |
| 2                              | 17,7             | 568,5          | 7,8          | 19,3           | 12,4            | 73,6           | 6,6          | 6              |
| 3                              | 4,8              | 95,3           | 1,7          | 3,0            | 7,5             | 33             | 3,0          | 3,1            |
| 4                              | 2,2              | 25,1           | 0,5          | 1,0            | 3,2             | 14,5           | 1,2          | 1,4            |
| 5                              | 1,2              | 9,6            | 0,3          | 0,4            | 4,9             | 13,4           | 0,6          | 0,6            |
| <b>Preço spot Patamar</b>      |                  |                |              |                |                 |                |              |                |
| 1                              | 160              |                | 160          |                | 121             |                | 121          |                |
| 2                              | 160              |                | 153          |                | 121             |                | 121          |                |
| 3                              | 160              |                | 153          |                | 121             |                | 121          |                |
| <b>Custo marginal da água</b>  | 160,28           |                | 153,47       |                | 121,47          |                | 0,0          |                |
| <b>Reservatório final</b>      | 61.403           |                | 13.523       |                | 20.621          |                | 10.109       |                |
| <b>Custo total da operação</b> | <b>14.624,00</b> |                |              |                |                 |                |              |                |

**Tabela 14:** Caso 3 A – Custo de Déficit de 684,00 R\$/MWh e taxa de desconto de 6% ao ano.

| <b>Região</b>                  | <b>Sudeste</b> |                | <b>Sul</b>   |                | <b>Nordeste</b> |                | <b>Norte</b> |                |
|--------------------------------|----------------|----------------|--------------|----------------|-----------------|----------------|--------------|----------------|
| <b>Ano</b>                     | <b>Risco</b>   | <b>Déficit</b> | <b>Risco</b> | <b>Déficit</b> | <b>Risco</b>    | <b>Déficit</b> | <b>Risco</b> | <b>Déficit</b> |
| 1                              | 23,0           | 430,2          | 7,2          | 11,8           | 14,0            | 51,0           | 17,1         | 11,8           |
| 2                              | 17,6           | 568,7          | 8,4          | 20,0           | 12,3            | 72,7           | 6,4          | 6,0            |
| 3                              | 4,8            | 95,1           | 1,7          | 3,0            | 7,4             | 32,4           | 2,8          | 3,1            |
| 4                              | 2,1            | 23,8           | 0,5          | 1,0            | 5,2             | 17,3           | 1,4          | 1,7            |
| 5                              | 0,8            | 7,9            | 0,2          | 0,4            | 7,1             | 19,9           | 0,4          | 0,4            |
| <b>Preço spot Patamar</b>      |                |                |              |                |                 |                |              |                |
| 1                              | 167,1          |                | 167,1        |                | 124,2           |                | 124,2        |                |
| 2                              | 167,1          |                | 159,5        |                | 124,2           |                | 124,2        |                |
| 3                              | 167,1          |                | 159,5        |                | 124,2           |                | 124,2        |                |
| <b>Custo marginal da água</b>  | 167,1          |                | 159,5        |                | 124,2           |                | 0            |                |
| <b>Reservatório final</b>      | 61.403         |                | 13.523       |                | 20.621          |                | 10.109       |                |
| <b>Custo total da operação</b> |                |                |              |                |                 |                |              |                |
| 15.724,00                      |                |                |              |                |                 |                |              |                |

**Tabela 15:** Caso 3 B – Custo de déficit de 684,00 R\$/MWh e taxa de desconto de 12% ao ano.

| <b>Região</b>                  | <b>Sudeste</b> |                | <b>Sul</b>   |                | <b>Nordeste</b> |                | <b>Norte</b> |                |
|--------------------------------|----------------|----------------|--------------|----------------|-----------------|----------------|--------------|----------------|
| <b>Ano</b>                     | <b>Risco</b>   | <b>Déficit</b> | <b>Risco</b> | <b>Déficit</b> | <b>Risco</b>    | <b>Déficit</b> | <b>Risco</b> | <b>Déficit</b> |
| 1                              | 23,1           | 431,8          | 7,7          | 11,5           | 14,1            | 50,7           | 17,9         | 11,9           |
| 2                              | 17,7           | 569,1          | 8,3          | 19,6           | 12,4            | 73,3           | 6,3          | 5,9            |
| 3                              | 5,0            | 95,3           | 1,7          | 3,0            | 8,0             | 33,6           | 3,0          | 3,3            |
| 4                              | 2,1            | 24,5           | 0,5          | 1,0            | 3,5             | 15,2           | 1,6          | 1,8            |
| 5                              | 1,1            | 9,4            | 0,2          | 0,4            | 5,1             | 14,2           | 0,7          | 0,9            |
| <b>Preço spot Patamar</b>      |                |                |              |                |                 |                |              |                |
| 1                              | 158            |                | 158          |                | 119             |                | 119          |                |
| 2                              | 158            |                | 158          |                | 119             |                | 119          |                |
| 3                              | 158            |                | 151          |                | 119             |                | 119          |                |
| <b>Custo marginal da água</b>  | 158,3          |                | 151,4        |                | 119,5           |                | 0,0          |                |
| <b>Reservatório final</b>      | 61.403         |                | 13.523       |                | 20.621          |                | 10.109       |                |
| <b>Custo total da operação</b> |                |                |              |                |                 |                |              |                |
| 14.285,00                      |                |                |              |                |                 |                |              |                |

**Tabela 16:** Caso 3 C – Custo de déficit de 684,00 R\$/MWh e taxa de desconto de 13% ao ano.

| <b>Região</b>                  | <b>Sudeste</b>   |                | <b>Sul</b>   |                | <b>Nordeste</b> |                | <b>Norte</b> |                |
|--------------------------------|------------------|----------------|--------------|----------------|-----------------|----------------|--------------|----------------|
| <b>Ano</b>                     | <b>Risco</b>     | <b>Déficit</b> | <b>Risco</b> | <b>Déficit</b> | <b>Risco</b>    | <b>Déficit</b> | <b>Risco</b> | <b>Déficit</b> |
| 1                              | 23,0             | 431,9          | 7,4          | 11,8           | 14,3            | 51,8           | 17,9         | 11,9           |
| 2                              | 17,6             | 566,1          | 8,6          | 20,1           | 12,5            | 75,0           | 6,2          | 5,7            |
| 3                              | 4,8              | 95,7           | 1,6          | 3,0            | 8,2             | 33,8           | 2,9          | 3,1            |
| 4                              | 2,1              | 27,6           | 0,5          | 1,1            | 3,8             | 15,0           | 1,7          | 1,7            |
| 5                              | 1,2              | 9,9            | 0,3          | 0,5            | 6,0             | 15,0           | 0,8          | 0,7            |
| <b>Preço spot Patamar</b>      |                  |                |              |                |                 |                |              |                |
| 1                              | 169              |                | 169          |                | 127             |                | 127          |                |
| 2                              | 169              |                | 159          |                | 127             |                | 127          |                |
| 3                              | 169              |                | 159          |                | 127             |                | 127          |                |
| <b>Custo marginal da água</b>  | 169,2            |                | 159,5        |                | 127,5           |                | 0            |                |
| <b>Reservatório final</b>      | 61.403           |                | 13.523       |                | 20.621          |                | 10.109       |                |
| <b>Custo total da operação</b> | <b>13.969,00</b> |                |              |                |                 |                |              |                |

**Tabela 17:** Caso 3 D – Custo de déficit 684,00 R\$/MWh e taxa de desconto de 14% ao ano.

| <b>Região</b>                  | <b>Sudeste</b>   |                | <b>Sul</b>   |                | <b>Nordeste</b> |                | <b>Norte</b> |                |
|--------------------------------|------------------|----------------|--------------|----------------|-----------------|----------------|--------------|----------------|
| <b>Ano</b>                     | <b>Risco</b>     | <b>Déficit</b> | <b>Risco</b> | <b>Déficit</b> | <b>Risco</b>    | <b>Déficit</b> | <b>Risco</b> | <b>Déficit</b> |
| 1                              | 23,1             | 432,3          | 7,2          | 12,0           | 14,3            | 50,7           | 17,4         | 12,0           |
| 2                              | 17,7             | 569,1          | 8,2          | 19,3           | 12,4            | 74,3           | 6,2          | 6,0            |
| 3                              | 5,0              | 96,9           | 1,7          | 3,1            | 8,0             | 33,1           | 3,0          | 3,2            |
| 4                              | 2,1              | 25,2           | 0,5          | 1,0            | 3,9             | 16,7           | 1,6          | 1,6            |
| 5                              | 1,1              | 8,2            | 0,2          | 0,4            | 5,8             | 16,4           | 0,7          | 0,6            |
| <b>Preço spot Patamar</b>      |                  |                |              |                |                 |                |              |                |
| 1                              | 158              |                | 158          |                | 119             |                | 119          |                |
| 2                              | 158              |                | 158          |                | 119             |                | 119          |                |
| 3                              | 158              |                | 151          |                | 119             |                | 119          |                |
| <b>Custo marginal da água</b>  | 158,3            |                | 151,4        |                | 119,5           |                | 0,0          |                |
| <b>Reservatório final</b>      | 61.403           |                | 13.523       |                | 20.621          |                | 10.109       |                |
| <b>Custo total da operação</b> | <b>13.653,00</b> |                |              |                |                 |                |              |                |

**Tabela 18:** Caso 3 E – Custo de déficit 684,00 R\$/MWh e taxa de desconto de 15% ao ano.

| <b>Região</b>                  | <b>Sudeste</b> |                | <b>Sul</b>   |                | <b>Nordeste</b> |                | <b>Norte</b> |                |
|--------------------------------|----------------|----------------|--------------|----------------|-----------------|----------------|--------------|----------------|
| <b>Ano</b>                     | <b>Risco</b>   | <b>Déficit</b> | <b>Risco</b> | <b>Déficit</b> | <b>Risco</b>    | <b>Déficit</b> | <b>Risco</b> | <b>Déficit</b> |
| 1                              | 23,1           | 430,8          | 7,5          | 12,2           | 14,0            | 51,0           | 18,2         | 12,0           |
| 2                              | 17,8           | 568,9          | 8,5          | 19,7           | 12,5            | 74,0           | 6,2          | 5,7            |
| 3                              | 5,0            | 97,2           | 1,6          | 3,0            | 8,0             | 33,7           | 3,3          | 3,7            |
| 4                              | 2,3            | 25,3           | 0,5          | 1,0            | 4,5             | 17,3           | 2,0          | 1,7            |
| 5                              | 1,0            | 8,7            | 0,4          | 0,5            | 6,0             | 17,0           | 0,6          | 0,6            |
| <b>Preço spot Patamar</b>      |                |                |              |                |                 |                |              |                |
| 1                              | 152            |                | 152          |                | 113             |                | 113          |                |
| 2                              | 152            |                | 145          |                | 113             |                | 113          |                |
| 3                              | 152            |                | 145          |                | 113             |                | 113          |                |
| <b>Custo marginal da água</b>  | 152,2          |                | 145,8        |                | 113,1           |                | 0            |                |
| <b>Reservatório final</b>      | 61.403         |                | 13.523       |                | 20.621          |                | 10.109       |                |
| <b>Custo total da operação</b> | 13.343,00      |                |              |                |                 |                |              |                |

**Tabela 19:** Caso 3 F – Custo de déficit 684,00 R\$/MWh e taxa de desconto de 16,5% ao ano.

| <b>Região</b>                  | <b>Sudeste</b> |                | <b>Sul</b>   |                | <b>Nordeste</b> |                | <b>Norte</b> |                |
|--------------------------------|----------------|----------------|--------------|----------------|-----------------|----------------|--------------|----------------|
| <b>Ano</b>                     | <b>Risco</b>   | <b>Déficit</b> | <b>Risco</b> | <b>Déficit</b> | <b>Risco</b>    | <b>Déficit</b> | <b>Risco</b> | <b>Déficit</b> |
| 1                              | 23,1           | 430,9          | 7,2          | 12,3           | 14,1            | 51,0           | 17,1         | 11,6           |
| 2                              | 17,8           | 569,2          | 8,2          | 19,6           | 12,4            | 74,1           | 6,7          | 6,0            |
| 3                              | 5,1            | 97,4           | 1,7          | 3,2            | 8,0             | 34,1           | 3,2          | 3,2            |
| 4                              | 2,3            | 26,3           | 0,5          | 1,1            | 4,8             | 17,6           | 1,8          | 2,1            |
| 5                              | 0,9            | 9,1            | 0,2          | 0,5            | 6,2             | 16,3           | 0,8          | 0,9            |
| <b>Preço spot Patamar</b>      |                |                |              |                |                 |                |              |                |
| 1                              | 163            |                | 163          |                | 122             |                | 122          |                |
| 2                              | 163            |                | 155          |                | 122             |                | 122          |                |
| 3                              | 163            |                | 155          |                | 122             |                | 122          |                |
| <b>Custo marginal da água</b>  | 163,8          |                | 155,5        |                | 122,8           |                | 0            |                |
| <b>Reservatório final</b>      | 61.403         |                | 13.523       |                | 20.621          |                | 10.109       |                |
| <b>Custo total da operação</b> | 13.049,00      |                |              |                |                 |                |              |                |

**Tabela 20:** Caso 3 G – Custo de déficit 684,00 R\$/MWh e taxa de desconto de 18% ao ano.

| Região                  | Sudeste |           | Sul     |        | Nordeste |        | Norte   |        |         |
|-------------------------|---------|-----------|---------|--------|----------|--------|---------|--------|---------|
|                         | Ano     | Risco     | Déficit | Risco  | Déficit  | Risco  | Déficit | Risco  | Déficit |
|                         | 1       | 23,1      | 430,9   | 7,4    | 12,3     | 14,2   | 50,9    | 17,5   | 12,2    |
|                         | 2       | 17,8      | 570,1   | 8,3    | 19,1     | 12,7   | 75,6    | 6,6    | 6,1     |
|                         | 3       | 5,1       | 97,6    | 1,7    | 3,2      | 7,6    | 32,8    | 3,4    | 3,5     |
|                         | 4       | 2,3       | 25,7    | 0,5    | 1,1      | 5,1    | 19,0    | 2,3    | 2,3     |
|                         | 5       | 0,9       | 8,9     | 0,3    | 0,4      | 6,2    | 16,8    | 0,9    | 1,1     |
| Preço spot Patamar      |         |           |         |        |          |        |         |        |         |
|                         | 1       | 147       |         | 147    |          | 108    |         | 108    |         |
|                         | 2       | 147       |         | 142    |          | 108    |         | 108    |         |
|                         | 3       | 147       |         | 142    |          | 108    |         | 108    |         |
| Custo marginal da água  |         | 147,9     |         | 142,1  |          | 108,7  |         | 0,0    |         |
| Reservatório final      |         | 61.403    |         | 13.523 |          | 20.621 |         | 10.109 |         |
| Custo total da operação |         | 12.766,00 |         |        |          |        |         |        |         |

**Tabela 21:** Caso 4 – Custo de déficit de 1.368,00 R\$/MWh.

| Região                  | Sudeste |           | Sul     |        | Nordeste |        | Norte   |        |         |
|-------------------------|---------|-----------|---------|--------|----------|--------|---------|--------|---------|
|                         | Ano     | Risco     | Déficit | Risco  | Déficit  | Risco  | Déficit | Risco  | Déficit |
|                         | 1       | 22,6      | 425,2   | 7,4    | 12,2     | 14,0   | 50,9    | 17,3   | 11,8    |
|                         | 2       | 16,7      | 547,9   | 7,9    | 19,5     | 12,4   | 72,8    | 6,1    | 5,7     |
|                         | 3       | 4,0       | 88,1    | 1,6    | 3,1      | 7,2    | 30,8    | 2,1    | 2,7     |
|                         | 4       | 1,7       | 19,1    | 0,4    | 1,0      | 3,5    | 15,6    | 1,0    | 1,0     |
|                         | 5       | 0,6       | 6,3     | 0,1    | 0,3      | 3,5    | 10,5    | 0,4    | 0,4     |
| Preço spot Patamar      |         |           |         |        |          |        |         |        |         |
|                         | 1       | 328       |         | 328    |          | 252    |         | 252    |         |
|                         | 2       | 328       |         | 309    |          | 252    |         | 252    |         |
|                         | 3       | 328       |         | 309    |          | 252    |         | 252    |         |
| Custo marginal da água  |         | 328       |         | 309    |          | 252    |         | 0      |         |
| Reservatório final      |         | 61.452    |         | 13.535 |          | 20.621 |         | 10.109 |         |
| Custo total da operação |         | 21.661,00 |         |        |          |        |         |        |         |

**Tabela 22: Caso 5 – Custo de déficit de 2.000,00 R\$/MWh.**

| <b>Região</b>                  | <b>Sudeste</b> |                | <b>Sul</b>   |                | <b>Nordeste</b> |                | <b>Norte</b> |                |
|--------------------------------|----------------|----------------|--------------|----------------|-----------------|----------------|--------------|----------------|
| <b>Ano</b>                     | <b>Risco</b>   | <b>Déficit</b> | <b>Risco</b> | <b>Déficit</b> | <b>Risco</b>    | <b>Déficit</b> | <b>Risco</b> | <b>Déficit</b> |
| 1                              | 22,4           | 421,7          | 7,8          | 13,1           | 13,8            | 50,2           | 16,9         | 11,6           |
| 2                              | 16,6           | 540,4          | 8,6          | 20,2           | 12,2            | 72,6           | 6,3          | 5,7            |
| 3                              | 3,9            | 86,7           | 1,6          | 3,0            | 7,1             | 29,2           | 1,8          | 2,3            |
| 4                              | 1,1            | 14,7           | 0,3          | 0,8            | 4,0             | 16,3           | 0,9          | 0,9            |
| 5                              | 0,5            | 5,6            | 0,2          | 0,4            | 3,2             | 11,2           | 0,4          | 0,5            |
| <b>Preço spot Patamar</b>      |                |                |              |                |                 |                |              |                |
| 1                              | 433,3          |                | 433,3        |                | 321,1           |                | 321,1        |                |
| 2                              | 433,3          |                | 405          |                | 321             |                | 321          |                |
| 3                              | 433,3          |                | 405          |                | 321             |                | 321          |                |
| <b>Custo marginal da água</b>  | 433,3          |                | 405,8        |                | 321,1           |                | 0            |                |
| <b>Reservatório final</b>      | 61.452         |                | 13.597       |                | 20.678          |                | 10.109       |                |
| <b>Custo total da operação</b> |                |                |              |                |                 |                |              |                |
| 28.016,00                      |                |                |              |                |                 |                |              |                |

**Tabela 23: Caso 6 – 200% da tendência hidrológica do Caso base e custo de déficit 684,00 R\$/MWh.**

| <b>Região</b>                  | <b>Sudeste</b> |                | <b>Sul</b>   |                | <b>Nordeste</b> |                | <b>Norte</b> |                |
|--------------------------------|----------------|----------------|--------------|----------------|-----------------|----------------|--------------|----------------|
| <b>Ano</b>                     | <b>Risco</b>   | <b>Déficit</b> | <b>Risco</b> | <b>Déficit</b> | <b>Risco</b>    | <b>Déficit</b> | <b>Risco</b> | <b>Déficit</b> |
| 1                              | 0,7            | 6,0            | 1,9          | 0,4            | 1,9             | 3,2            | 2,1          | 0,5            |
| 2                              | 4,4            | 111,0          | 1,8          | 2,2            | 3,9             | 19,6           | 3,4          | 2,3            |
| 3                              | 1,9            | 40,6           | 0,7          | 0,9            | 4,5             | 15,1           | 2,1          | 1,9            |
| 4                              | 1,2            | 13,2           | 0,3          | 0,7            | 3,6             | 10,9           | 1,2          | 1,2            |
| 5                              | 0,6            | 6,1            | 0,2          | 0,3            | 7,5             | 20,6           | 0,6          | 0,6            |
| <b>Preço spot Patamar</b>      |                |                |              |                |                 |                |              |                |
| 1                              | 3,9            |                | 0,0          |                | 3,1             |                | 3,1          |                |
| 2                              | 3,9            |                | 3,1          |                | 3,1             |                | 3,1          |                |
| 3                              | 3,9            |                | 3,1          |                | 3,1             |                | 3,1          |                |
| <b>Custo marginal da água</b>  | 3,9            |                | 0,0          |                | 3,1             |                | 0,0          |                |
| <b>Reservatório final</b>      | 94.718         |                | 14.061       |                | 27.164          |                | 10.109       |                |
| <b>Custo total da operação</b> |                |                |              |                |                 |                |              |                |
| 7.637,00                       |                |                |              |                |                 |                |              |                |

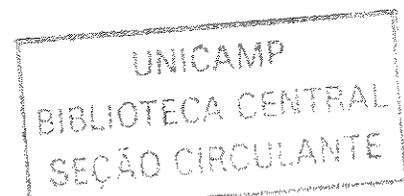
**Tabela 24:** Caso 7 – Custo de déficit de 684,00 R\$/MWh e reservatório inicial em 100%.

| Região                  | Sudeste |        | Sul     |        | Nordeste |        | Norte   |        |         |
|-------------------------|---------|--------|---------|--------|----------|--------|---------|--------|---------|
|                         | Ano     | Risco  | Déficit | Risco  | Déficit  | Risco  | Déficit | Risco  | Déficit |
|                         | 1       | 0,0    | 0,0     | 3,2    | 0,6      | 0,0    | 0,0     | 1,5    | 0,3     |
|                         | 2       | 3,6    | 64,9    | 0,3    | 0,2      | 3,1    | 13,1    | 3,0    | 2,0     |
|                         | 3       | 1,8    | 39,9    | 0,6    | 1,0      | 4,3    | 15,1    | 1,0    | 1,1     |
|                         | 4       | 1,2    | 13,3    | 0,3    | 0,7      | 4,3    | 11,3    | 0,5    | 0,5     |
|                         | 5       | 0,8    | 6,6     | 0,3    | 0,4      | 7,2    | 21,8    | 0,6    | 0,6     |
| Preço spot              |         |        |         |        |          |        |         |        |         |
| Patamar                 |         |        |         |        |          |        |         |        |         |
|                         | 1       | 3,9    |         | 3,9    |          | 3,1    |         | 3,1    |         |
|                         | 2       | 3,9    |         | 3,9    |          | 3,1    |         | 3,1    |         |
|                         | 3       | 3,9    |         | 0,0    |          | 3,1    |         | 3,1    |         |
| Custo marginal da água  |         | 3,9    |         | 0,0    |          | 3,1    |         | 0,0    |         |
| Reservatório final      |         | 94.718 |         | 14.061 |          | 27.164 |         | 10.109 |         |
| Custo total da operação |         |        |         |        |          |        |         |        |         |
| 7.637,00                |         |        |         |        |          |        |         |        |         |

**Tabela 25:** Caso 8 – Custo de déficit em patamares de 183/395/826/938 ( R\$/MWh).\*\*

| Região                  | Sudeste |        | Sul     |        | Nordeste |        | Norte   |        |         |
|-------------------------|---------|--------|---------|--------|----------|--------|---------|--------|---------|
|                         | Ano     | Risco  | Déficit | Risco  | Déficit  | Risco  | Déficit | Risco  | Déficit |
|                         | 1       | 52,2   | 497,7   | 51,1   | 92,8     | 29,9   | 52,1    | 336,5  | 23,7    |
|                         | 2       | 32,6   | 535,0   | 32,4   | 74,9     | 27,9   | 74,2    | 26,7   | 17,1    |
|                         | 3       | 9,0    | 99,7    | 8,8    | 18,3     | 14,9   | 32,0    | 8,1    | 5,8     |
|                         | 4       | 2,6    | 24,9    | 2,3    | 4,4      | 7,3    | 19,1    | 2,1    | 1,6     |
|                         | 5       | 2,1    | 14,3    | 1,9    | 3,0      | 7,3    | 18,5    | 2,6    | 1,7     |
| Preço spot              |         |        |         |        |          |        |         |        |         |
| Patamar                 |         |        |         |        |          |        |         |        |         |
|                         | 1       | 119,2  |         | 119,2  |          | 71,3   |         | 71,3   |         |
|                         | 2       | 119,2  |         | 113,4  |          | 71,3   |         | 71,3   |         |
|                         | 3       | 119,2  |         | 113,4  |          | 71,3   |         | 71,3   |         |
| Custo marginal da água  |         | 119,2  |         | 113,4  |          | 71,33  |         | 0      |         |
| Reservatório final      |         | 61.371 |         | 13.476 |          | 20.621 |         | 10.109 |         |
| Custo total da operação |         |        |         |        |          |        |         |        |         |
| 12.543,00               |         |        |         |        |          |        |         |        |         |

\*\* Neste caso o programa deu indicação de racionamento obrigatório



A Tabela 26 ilustra as evoluções dos riscos de déficit e déficits em diversos casos, para o Ano 1, conforme abaixo:

**Tabela 26:** Efeitos no déficit e risco de déficit.

| Região                                     | Sudeste   |               | Sul       |               | Nordeste  |               | Norte     |               |
|--|-----------|---------------|-----------|---------------|-----------|---------------|-----------|---------------|
|  | Risco [%] | Déficit [MWm] |
| Ano 1<br>CD=Custo de déficit [R\$/MWh]     |           |               |           |               |           |               |           |               |
| Caso 1 – CD= 310,00                        | 24,6      | 453,4         | 7,3       | 11,4          | 14,3      | 53,6          | 18,4      | 12,6          |
| Caso 2 – CD= 400,00                        | 24,2      | 442,0         | 6,9       | 11,6          | 14,3      | 53,5          | 17,9      | 12,5          |
| Caso 3 – CD=684,00                         | 23,1      | 433,4         | 7,2       | 11,6          | 14,0      | 50,9          | 17,4      | 12,0          |
| Caso 4 – CD=1.368,00                       | 22,6      | 425,2         | 7,4       | 12,2          | 14,0      | 50,9          | 17,3      | 11,8          |
| Caso 5 – CD=2.000,00                       | 22,4      | 421,7         | 7,8       | 13,1          | 13,8      | 50,2          | 16,9      | 11,6          |
| Caso 6 – CD=684,00<br>Tend Hidrol = 200%   | 0,7       | 6,0           | 1,9       | 0,4           | 1,9       | 3,2           | 2,1       | 0,5           |
| Caso 7 – CD=684,00<br>Reserv. Inicial 100% | 0,0       | 0,0           | 3,2       | 0,6           | 0,0       | 0,0           | 1,5       | 0,3           |
| Caso 8 – CD em 4 patamares                 | 52,2      | 497,7         | 51,1      | 92,8          | 29,9      | 52,1          | 36,5      | 23,7          |

Na Tabela 27 vamos observar, para o Ano 1, a evolução dos preços *spot* nos casos de 1 a 8:

**Tabela 27:** Efeitos nos preços *spot*.

|                    | Região Sudeste<br>[ R\$/MWh] | Região Sul<br>[ R\$/MWh] | Região Nordeste<br>[ R\$/MWh] | Região Norte<br>[ R\$/MWh] |
|--------------------|------------------------------|--------------------------|-------------------------------|----------------------------|
| Caso 1 – Patamar 1 | 90,37                        | 90,37                    | 67,23                         | 67,23                      |
| Caso 2 – Patamar 1 | 111,60                       | 111,00                   | 84,80                         | 84,80                      |
| Caso 3 – Patamar 1 | 160,00                       | 160,00                   | 121,00                        | 121,00                     |
| Caso 4 – Patamar 1 | 328,00                       | 328,00                   | 252,00                        | 252,00                     |
| Caso 5 – Patamar 1 | 433,37                       | 433,37                   | 321,10                        | 321,17                     |
| Caso 6 – Patamar 1 | 3,92                         | 3,92                     | 3,12                          | 3,12                       |
| Caso 7 – Patamar 1 | 3,92                         | 3,92                     | 3,12                          | 3,12                       |
| Caso 8 – Patamar 1 | 119,2                        | 119,2                    | 71,3                          | 71,3                       |

Na Tabela abaixo apresentamos a evolução das energias armazenadas finais e custos totais nos casos de 1 a 8.

**Tabela 28:** Efeitos no armazenamento final e custo total.

|        | Sudeste<br>[MW médio] | Sul<br>[MW médio] | Nordeste<br>[MW médio] | Norte<br>[MW médio] | Custo total<br>[milhões de R\$] |
|--------|-----------------------|-------------------|------------------------|---------------------|---------------------------------|
| Caso 1 | 60.798                | 13.467            | 20.621                 | 10.109              | 10.615,00                       |
| Caso 2 | 61.164                | 13.476            | 20.621                 | 10.109              | 11.613,00                       |
| Caso 3 | 61.403                | 13.523            | 20.621                 | 10.109              | 14.624,00                       |
| Caso 4 | 61.452                | 13.535            | 20.621                 | 10.109              | 21.661,00                       |
| Caso 5 | 61.452                | 13.597            | 20.678                 | 10.109              | 28.016,00                       |
| Caso 6 | 94.718                | 14.061            | 27.164                 | 10.109              | 7.637,00                        |
| Caso 7 | 94.718                | 14.061            | 27.164                 | 10.109              | 7.637,00                        |
| Caso 8 | 61.371                | 13.476            | 20.621                 | 10.109              | 12.543,00                       |

Na Tabela abaixo observamos a evolução dos preços *spot* nos Casos 3 a 3G, em que as taxas de desconto foram de 6%, 10%, 12%, 13%, 14%, 15%, 16,5% e 18% ao ano, mantido o custo de déficit de 684.

**Tabela 29:** Efeitos da taxa de desconto no preço spot – Ano 1 – Patamar 1 de carga.

|         | Sudeste<br>[ R\$/MWh] | Sul<br>[ R\$/MWh] | Nordeste<br>[ R\$/MWh] | Norte<br>[ R\$/MWh] |
|---------|-----------------------|-------------------|------------------------|---------------------|
| Caso 3A | 167,10                | 167,10            | 124,20                 | 124,20              |
| Caso 3  | 160,00                | 160,00            | 121,00                 | 121,00              |
| Caso 3B | 158,30                | 158,30            | 119,50                 | 119,50              |
| Caso 3C | 169,20                | 169,20            | 127,50                 | 127,50              |
| Caso 3D | 158,30                | 158,30            | 119,50                 | 119,50              |
| Caso 3E | 152,20                | 152,20            | 113,10                 | 113,10              |
| Caso 3F | 163,80                | 163,80            | 122,80                 | 122,80              |
| Caso 3G | 147,90                | 147,90            | 108,70                 | 108,70              |

A Tabela abaixo apresenta a evolução do armazenamento final e custo total para os casos em que foram variados as taxas de desconto.

**Tabela 30:** Efeitos de taxa de desconto no armazenamento final e custo total.

|         | Sudeste<br>[MW médio] | Sul<br>[MW médio] | Nordeste<br>[MW médio] | Norte<br>[MW médio] | Custo total<br>[milhões de R\$] |
|---------|-----------------------|-------------------|------------------------|---------------------|---------------------------------|
| Caso 3A | 61.403                | 13.523            | 20.621                 | 10.109              | 15.724,00                       |
| Caso 3  | 61.403                | 13.523            | 20.621                 | 10.109              | 14.624,00                       |
| Caso 3B | 61.403                | 13.523            | 20.621                 | 10.109              | 14.285,00                       |
| Caso 3C | 61.403                | 13.523            | 20.621                 | 10.109              | 13.969,00                       |
| Caso 3D | 61.403                | 13.523            | 20.621                 | 10.109              | 13.653,00                       |
| Caso 3E | 61.403                | 13.523            | 20.621                 | 10.109              | 13.343,00                       |
| Caso 3F | 61.403                | 13.523            | 20.621                 | 10.109              | 13.049,00                       |
| Caso 3G | 61.403                | 13.523            | 20.621                 | 10.109              | 12.766,00                       |

A análise dos Casos de 1 a 5, em que foram aumentados os custos de déficit, desde 310,00 R\$/MWh até 2.000,00 R\$/MWh (+ 645%) mostra que a elevação do custo de déficit provocou nas Regiões Sudeste, Nordeste e Norte uma tendência geral de redução nos riscos de déficit, uma redução nas energias não supridas (ou déficits), uma tendência de elevação nos armazenamentos finais dos reservatórios do Sudeste, significando o encarecimento da água, redução de geração hidráulica e elevação de geração térmica para reduzir os déficits, e uma tendência de manutenção dos armazenamentos finais no Nordeste e Norte, mas aí também houve elevação de térmicas para conseguir a redução na energia não suprida.

Houve também tendência geral de aumento do preço *spot*, variando, no patamar 1 de carga, por exemplo, desde 90,00 R\$/MWh até 433,00 R\$/MWh (480%), no Sudeste e Sul, e de 67,00 R\$/MWh a 321,00 R\$/MWh (+479%) no Norte e Nordeste, para uma variação do custo de déficit de 310,00 R\$/MWh a 2.000,00 R\$/MWh. Há também tendência de elevação do custo total, não só pela elevação das térmicas, para reduzir o déficit, mas, principalmente, pelo próprio aumento do custo do déficit. Se bem que, é importante notar, que estes preços muito elevados se devem ao fato de se ter utilizado um único patamar de déficit. Assim, por exemplo, um custo de 2.000,00 R\$/MWh utilizado em um único patamar é muito elevado.

A energia não suprida sofreu redução, no Sudeste, no ano 1, de 453 para 421, uma redução de apenas 7%, contra uma elevação de 479% no custo de déficit.

Este resultado corrobora as análises também feitas pelo ONS, aqui apontadas, de que o aumento do custo do déficit tem um efeito muito grande nos preços, em situações de escassez, e um efeito muito pequeno na otimização que esta elevação proporciona, isto é, tem um efeito muito pequeno na redução da energia não suprida.

A análise do Caso 6, em que se aumentou a tendência hidrológica do mês de fevereiro em 200% mostrou o seguinte: aumentamos as afluições passadas, anteriores ao mês de fevereiro, e que são utilizadas no cálculo da política. Vemos que os preços caíram drasticamente, de 160,00 R\$/MWh, no Caso 3 (referente ao custo de déficit de 684,00 R\$/MWh que era utilizado em 2001 pelo ONS), para apenas 3,92 R\$/MWh, apesar de o reservatório estar muito baixo, como se no futuro a situação passada fosse se repetir. Isto pode indicar que a metodologia de otimização pode estar supervalorizando as tendências hidrológicas.

No Caso 7, em que foi aumentado o reservatório inicial para 100%, os preços *spot* bem como o custo total, os déficits e os riscos de déficit caíram muito, em consequência da maior disponibilidade de energia.

No Caso 8, em que se utilizou uma curva de custo de déficit em patamares, a troca de déficits mais caros por déficits mais frequentes e mais baratos aumentou substancialmente o risco de déficit. O programa emitiu uma mensagem de racionamento obrigatório.

A análise dos Casos 3 até 3G, em que as taxas de desconto anuais foram de 6%, 10%, 12%, 13%, 14%, 15%, 16,5% e 18%, para um custo de déficit de 684,00 R\$/MWh mostrou que com a elevação dos juros há uma tendência geral de queda dos custos totais pela diminuição dos valores atuais dos custos futuros, entre os quais se incluem os déficits esperados. A diminuição dos custos totais se explica porque os valores de déficits futuros são trazidos a valor atual, utilizando a taxa de desconto. Os armazenamentos finais permaneceram os mesmos em todos os casos. Já os preços *spot* caíram quando as taxas de desconto foram elevadas entre 6% e 12%, subiram quando as taxas de desconto foram elevadas de 12% para 13%, caíram novamente quando as taxas de desconto foram elevadas de 13% até 15%, subiram quando as taxas de desconto foram elevadas de 15% para 16,5% e novamente caíram quando as taxas de desconto foram elevadas de 16,5% para 18%.

Aqui cabe novamente destacar que o Caso 3, que era o caso utilizado para estabelecer preço do MAE, já indicava riscos de déficit de até 23,1% no Sudeste, 14% no Nordeste e até 17,4% no Norte (11,35% do déficit no Norte era por falta de capacidade de geração e não por falta de água) e os custos marginais de operação na carga pesada estavam em 160,00 R\$/MWh no Sudeste 121,00 R\$/MWh no Norte e Nordeste. Este problema será novamente comentado nas análises dos outros estudos.

## **5. Outros estudos**

Foram considerados estudos já realizados e divulgados por outros órgãos, para aumentar a compreensão do problema do déficit de energia. Os estudos considerados foram: o estudo do custo de déficit do GCPS, constantes da referência Eletrobrás, GCPS (1986) e GCPS (1988); simulações para teste de validação do NEWAVE: as simulações do ASMAE e ONS para análise de proposta do CEPEL visando atualizar (aumentar) o custo do déficit, constantes das referências ASMAE (2000) e ONS (2001) e as simulações do CCPE de avaliação do plano 2001, constante da referência MME/CCPE/CTDO (2001).

### **5.1. Estudos da Comissão de Custo do Déficit do GCPS**

#### **5.1.1. Adoção de curva de déficit em único patamar**

Estes estudos se referem a um contexto em que o planejamento de expansão no Brasil era baseado em risco de Déficit de 5%. Isto significa que a carga devia ser atendida ao menor custo possível (investimento e combustível), com a restrição de que a probabilidade de ocorrência de déficit não pudesse ultrapassar 5%. Nesta metodologia o valor utilizado para o custo do déficit foi o custo implícito, expresso pela restrição da probabilidade não ultrapassar 5%. Definida a expansão, pode-se considerar os diversos déficits obtidos nos diversos casos simulados, dentro da faixa de 5% de probabilidade, e usando os custos por patamares, calcular o custo de déficit implícito relativo àquele plano. O custo implícito do déficit era único. Não variava com a profundidade. Era um valor médio, não desmembrável.

Isto criava um problema. Poderíamos dispor de dois planos de expansão, ambos atendendo ao risco de 5%, mas um deles ter maior custo implícito global de déficit, pela maior profundidade dos déficits.

A utilização de custos de déficit crescentes com a profundidade melhora este problema e vale tanto para expansão baseada em custo social explícito para o déficit de energia como para um plano baseado num critério de risco. Neste último caso, o critério poderia ser construído a partir de várias restrições de probabilidade para diferentes profundidades de déficit. Poderiam ser obtidos custos implícitos de déficit nas várias faixas do mercado. Estes valores formariam uma função para o custo de déficit que teria, para o critério mais sofisticado de risco, as mesmas características do custo implícito de déficit baseado em um único risco de 5%. Uma conclusão importante é que para o planejamento da geração deve existir uma coerência entre os valores de custo de déficit adotados e o critério de atendimento utilizado. Esta correspondência pode ser obtida tanto pela utilização direta do custo social do déficit como pelo cálculo do custo que está implícito em um critério de garantia baseado em risco.

### **5.1.2. Adoção de curva de déficits em patamares**

Foi estudado um exemplo que mostra como a competitividade de uma usina termoelétrica é afetada, dadas possíveis funções para o custo de déficit, havendo diferenças substanciais entre os casos com custo único de déficits ou custo por patamares. No caso de custo por patamares, depende da regra utilizada para os racionamentos preventivos.

A Comissão de Custo de Déficit também realizou estudos que, utilizando alternativas do Plano de Expansão 2010, visavam verificar a influência de critérios de custo de déficit fixos, em patamares, e usando ou não os racionamentos preventivos.

O racionamento preventivo é feito em momentos em que o sistema poderia atender plenamente a carga, mas são feitos racionamentos menores nestas ocasiões para guardar energia para o futuro e evitar déficits maiores e mais caros, no futuro. O racionamento preventivo decorre diretamente da função de custo de déficit em patamares, que permite captar as diferenças de custo de acordo com a profundidade.

Os casos estudados comparam, para uma simulação de 2000 séries sintéticas, uma situação com custo único de déficit (Caso 1), custo de déficit com patamares sem racionamentos preventivos (Caso 2), custo de déficits por patamares com racionamentos preventivos minimizando custos (Caso 3). Como os riscos de déficit do Caso 3 são muito elevados, adotaram-se, no Caso 4, racionamentos não ótimos de modo a que os riscos de déficit permanecessem em níveis mais baixos. Destaque-se que o Caso 4 é um mero exercício, já que não existe utilidade prática em se manter um risco de déficit baixo com racionamentos não ótimos. A Tabela 31 abaixo ilustra os custos de déficit utilizados, conforme a profundidade, em US\$/MWh:

**Tabela 31:** Estudos GCPS – Custos de déficit de energia utilizados.

| <b>Profundidade</b>     | <b>Caso 1</b>     | <b>Caso 2</b>     | <b>Caso 3</b>     | <b>Caso 4</b>     |
|-------------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
|                         | <b>[US\$/MWh]</b> | <b>[US\$/MWh]</b> | <b>[US\$/MWh]</b> | <b>[US\$/MWh]</b> |
| 0 a 5%                  | 750               | 161               | 161               | 161               |
| 5% a 10%                | 750               | 423               | 423               | 423               |
| 10% a 20%               | 750               | 702               | 702               | 702               |
| > 20%                   | 750               | 813               | 813               | 813               |
| Racionamento Preventivo | -                 | Não               | Sim               | Sim               |

O Caso 1 utilizou um custo de déficit de 750,00 US\$/MWh para todos os patamares de mercado. Vimos que este é o custo médio para racionamento suportável de 30% para cada setor econômico.

A Tabela 32 ilustra as probabilidades de déficit para os 4 casos:

**Tabela 32:** Probabilidades de Déficit [%].

| <b>Ano</b> | <b>Região</b> | <b>Caso 1</b> | <b>Caso 2</b> | <b>Caso 3</b> | <b>Caso 4</b> |
|------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| 1987       | Sul           | 0,9           | 0,9           | 23,9          | 1,6           |
|            | Sudeste       | 2,8           | 3,4           | 8,9           | 2,8           |
|            | Norte         | -             | -             | -             | -             |
|            | Nordeste      | 3,7           | 3,7           | 6,4           | 3,8           |
| 1992       | Sul           | 4,5           | 6,3           | 18,7          | 5,2           |
|            | Sudeste       | 5,3           | 5,4           | 15,6          | 5,5           |
|            | Norte         | 3,6           | 4,4           | 18,5          | 4,5           |
|            | Nordeste      | 4,4           | 4,6           | 13,9          | 4,4           |
| 1997       | Sul           | 2,7           | 3,7           | 15,1          | 3,6           |
|            | Sudeste       | 3,9           | 4,2           | 11,2          | 4,0           |
|            | Norte         | 1,4           | 1,8           | 6,6           | 2,6           |

|      |          |     |     |      |     |
|------|----------|-----|-----|------|-----|
|      | Nordeste | 2,7 | 2,8 | 7,1  | 2,7 |
| 2002 | Sul      | 2,4 | 2,4 | 13,4 | 2,6 |
|      | Sudeste  | 4,0 | 4,6 | 14,6 | 4,3 |
|      | Norte    | 0,9 | 1,9 | 10,3 | 3,6 |
|      | Nordeste | 0,5 | 5,6 | 15,1 | 5,7 |

A comparação do Caso 2 com o 1 (custo de déficit por patamares, sem racionamento) mostra que só o uso do custo de déficit por patamares de profundidade causa um aumento geral no risco de déficit. Isto ocorre porque a maioria dos déficits ocorre na faixa abaixo de 20%, o que significa que o custo efetivo de déficit é inferior aos 750,00 US\$/MWh utilizados.

Como a disponibilidade de geração ao longo dos períodos é a mesma em ambas as situações de simulação, a otimização faz com que a antecipação de térmicas no Caso 2 reduza os déficits maiores (em relação a situação anterior) e permite déficits menores (e de menor custo), com maior frequência, aumentando a quantidade de déficits menores, e portanto aumentando o risco de déficit.

O mesmo efeito de aumento nos riscos de déficit que ocorre do Caso 1 para o Caso 2 ocorre do Caso 2 para o Caso 3, só que em maior escala. Isto porque o racionamento preventivo antecipam déficits menores, em horários que não ocorreriam normalmente, para obter déficits menores no futuro. Os resultados do Caso 3 produziram riscos de déficit bem mais altos. Procurou-se obter um conjunto de decisões de racionamento preventivo que, mesmo não ótimo, conduzisse a riscos aceitáveis, resultando no Caso 4.

As Tabelas 33 e 34 mostram as probabilidades de déficit superiores a 10% e superiores a 20%.

**Tabela 33:** Probabilidades de déficit acima de 10% do mercado [%].

| Ano  | Região   | Caso 1 | Caso 2 | Caso 3 | Caso 4 |
|------|----------|--------|--------|--------|--------|
| 1987 | Sul      | 0,3    | 0,3    | -      | -      |
|      | Sudeste  | -      | -      | -      | -      |
|      | Norte    | -      | -      | -      | -      |
|      | Nordeste | 0,8    | 0,8    | 0,8    | 0,8    |
| 1992 | Sul      | 2,2    | 2,2    | 1,7    | 2,0    |
|      | Sudeste  | 2,4    | 2,5    | 2,0    | 2,5    |
|      | Norte    | -      | 0,2    | 0,6    | 0,3    |
|      | Nordeste | 1,7    | 1,5    | 1,4    | 1,4    |
| 1997 | Sul      | 0,5    | 0,4    | 0,7    | 0,9    |
|      | Sudeste  | 1,5    | 1,5    | 0,8    | 1,5    |
|      | Norte    | -      | 0,1    | 0,4    | 0,3    |
|      | Nordeste | 1,2    | 1,3    | 1,1    | 1,1    |
| 2002 | Sul      | 0,8    | 0,4    | 0,3    | 0,8    |
|      | Sudeste  | 1,6    | 1,9    | 0,7    | 1,6    |
|      | Norte    | 0,1    | 0,1    | 0,3    | 0,2    |
|      | Nordeste | 2,0    | 2,1    | 1,4    | 1,8    |

**Tabela 34:** Probabilidades de déficit acima de 20% do mercado [%].

| Ano  | Região   | Caso 1 | Caso 2 | Caso 3 | Caso 4 |
|------|----------|--------|--------|--------|--------|
| 1987 | Sul      | -      | -      | -      | -      |
|      | Sudeste  | -      | -      | -      | -      |
|      | Norte    | -      | -      | -      | -      |
|      | Nordeste | -      | -      | -      | -      |
| 1992 | Sul      | 1,0    | 0,6    | 0,6    | 0,8    |
|      | Sudeste  | 0,8    | 0,9    | 0,5    | 0,6    |
|      | Norte    | -      | -      | -      | -      |
|      | Nordeste | 0,8    | 0,7    | 0,4    | 0,7    |
| 1997 | Sul      | 0,1    | -      | 0,2    | 0,5    |
|      | Sudeste  | 0,6    | 0,6    | 0,3    | 0,5    |
|      | Norte    | -      | 0      | -      | 0      |
|      | Nordeste | 0,5    | 0,5    | 0,4    | 0,4    |
| 2002 | Sul      | 0,1    | 0      | 0,1    | 0,2    |
|      | Sudeste  | 0,3    | 0,3    | 0,1    | 0,2    |
|      | Norte    | -      | -      | -      | -      |
|      | Nordeste | 0,6    | 0,6    | 0,4    | 0,6    |

Observa-se que a simples mudança de custo único para custo por patamares não afeta muito esta distribuição mas a política de racionamentos preventivos reais reduz significativamente os riscos de déficits nestes patamares.

A Tabela 35 ilustra os valores esperados do déficits em MWh:

**Tabela 35:** Déficit esperados [% do mercado].

| Ano  | Caso1 | Caso2 | Caso3 | Caso4 |
|------|-------|-------|-------|-------|
| 1987 | 19,2  | 20,5  | 45,7  | 20,0  |
| 1992 | 169,2 | 175,5 | 211,2 | 166,8 |
| 1997 | 131,0 | 136,0 | 184,8 | 130,6 |
| 2002 | 194,5 | 203,3 | 277,7 | 192,6 |

Estes valores aumentam um pouco do Caso 1 para o Caso 2, devido a disposição de assumir maiores riscos nas faixas correspondentes aos patamares inferiores de custo de déficit. Já do Caso 2 para o Caso 3, a política de racionamento priorizando mais fortemente os riscos de patamares inferiores, faz crescer mais fortemente o valor do déficit esperado. Tem-se uma maior energia interrompida total, mas valorizada a custos menores de déficit. O Caso 4 não tem interesse prático. Apesar de apresentar déficits menores que os do Caso 3, seus déficits são mais caros, e menos frequentes.

A Tabela 36 ilustra os custos esperados totais, em termos de térmicas mais déficit:

**Tabela 36:** Custos esperados de operação para 1987 [milhões de US\$].

|             | Caso 1   | Caso 2   | Caso 3   | Caso 4   |
|-------------|----------|----------|----------|----------|
| Combustível | 1.678,00 | 1.634,00 | 1.548,00 | 1.682,00 |
| Déficit     | 5.643,00 | 6.263,00 | 4.053,00 | 5.130,00 |
| Total       | 7.321,00 | 7.897,00 | 5.601,00 | 6.812,00 |

Do Caso 1 para o Caso 2 o custo das térmicas praticamente não variou e o custo de déficit maior no Caso 2 pode ser atribuído ao fato de que se usou uma função de custo de déficit por patamares, diferente do Caso 1, o que dificulta a comparação entre os dois casos.

Já a redução de custo do déficit do Caso 2 para o Caso 3 pode ser atribuído a política de racionamentos preventivos. A economia provocada pelos racionamentos preventivos provocou

também uma pequena redução na geração térmica. O Caso 4 tem um custo maior que o 3 porque optou-se por racionamentos maiores e menos freqüentes, para manter o risco de déficit dentro de um limite.

### **5.1.3. Avaliação de um plano de expansão de 1992 a 1997**

Foi feita uma avaliação de agosto de 1987 a dezembro de 1997, com histórico de 1931 a 1980, e armazenamentos iniciais de 79,9% e 89,3% para o Sudeste e Sul. Foi considerada a expansão do parque gerador do Programa Decenal de 1988–1997 e a projeção de mercado do Plano 2010. Foi utilizada a curva de déficits por patamares comparando o custo único de 750 com os custos por patamares de 161 US\$/MWh (5%) até 813 (>20%).

A térmica mais barata teve custo de 8,4 US\$/MWh e a mais cara de 52,9 US\$/MWh.

As principais conclusões foram:

- A utilização de déficits por patamares pode modificar substancialmente a relação entre os custos/benefícios de diferentes fontes de energia em relação ao uso de um custo único e levar a alternativas diferentes de expansão.

- Os valores do custo de déficit nos patamares iniciais correspondem aproximadamente ao custo de déficit implícito no critério de garantia de probabilidade anual de 5%, que é da ordem de 250,00 US\$/MWh para o Sul e 230 US\$/MWh para o Sudeste. A maior parte dos déficits ocorre nas profundidades mais baixas.

- A utilização de déficits por patamares corresponde a possibilidade de utilizar racionamentos preventivos. A utilização ou não desta possibilidade e a forma como são decididas as prioridades de racionamento podem influenciar significativamente os resultados das alternativas.

- Aumento nos valores esperados de energia não suprida, em termos médios, principalmente em 1991 (em virtude da expectativa de déficits mais elevados nos anos seguintes).

- Alterações de pequena monta nos intercâmbios de energia. Neste caso restrições de geração mínima e máxima nos subsistemas receptores e fornecedores impedem variações significativas de intercâmbios entre os dois sistemas.

- Redução significativa nos custos marginais de operação e conseqüentemente dos custos variáveis totais anuais de combustíveis e acumulados no período (custo total da operação do sistema). Este efeito é mais acentuado quanto mais críticas forem as condições de atendimento do sistema.

Em termos de planejamento de operação, o uso de uma função de custo de déficits em patamares crescentes com a profundidade permite estabelecer uma política eficiente de racionamentos preventivos. Isto irá reduzir os picos acentuados de déficit através da sua diluição ao longo do tempo. Haverá diminuição nos níveis de geração térmica, reduzindo o consumo de combustíveis.

Um dos aspectos que esta análise mostra é que, com relação ao planejamento da expansão, a política de racionamentos preventivos tem significativa influência sobre os custos marginais de operação do sistema. Ela reduz os custos marginais de operação, o que traz implicações nos investimentos do setor, na medida em que a minimização dos custos variáveis resulta na igualdade dos custos marginais de expansão e operação. Desta forma é possível adiar algumas obras programadas e postergar certos investimentos. Deve-se frisar que isto seria válido desde que o custo unitário médio de energia não suprido fosse o mesmo nas alternativas com e sem patamares de racionamento. Daí compreende-se a grande influência que a função custo do déficit tem no planejamento de expansão.

## **5.2. Simulações para testes de validação do NEWAVE – ASMAE (2000)**

Estes estudos, realizados pela Força Tarefa de validação do NEWAVE utilizaram como Caso base o mês de janeiro/2000 com custo de déficit único de 615,00 R\$/MWh. O Custo Marginal de Operação do Caso base no Sudeste foi de 309,50 R\$/MWh e o risco de déficit no Sudeste era de 47,7%.

Um dos casos de interesse é aquele em que o custo de déficit é aumentado para 1230,00 R\$/MWh. Os efeitos são: aumento do custo marginal de operação para 608,60 R\$/MWh, aumento do custo total de operação, redução do risco de déficit para 47,5% (redução pequena), aumento do despacho térmico e o aumento de armazenamento médio.

O outro Caso de interesse é o que mostra o efeito do aumento da taxa de desconto de 10% para 18%. Há uma redução no custo total de operação de 21.634 bilhões de reais para 19.165 bilhões de reais. Há também uma redução do custo marginal de operação, para valores não indicados no estudo. Como vimos no item 6 o custo total de operação tem tendência geral de queda quando há aumento da taxa de desconto, o que é confirmado pelo resultado deste estudo. Quanto ao efeito das taxas de desconto no custo marginal de operação, não há possibilidade de comparação porque no item 6 foram simulados casos para várias taxas e no presente estudo só foi feita uma variação de 10% para 18% ao ano, além de não terem sido apresentados os resultados numéricos.

### **5.3. Simulações do ASMAE para atualização de custo de déficit – ASMAE (2001)**

Estas simulações foram feitas para avaliar o impacto da atualização para 2001 dos valores de custo de déficit nos preços *spot* do MAE. Foram feitos estudos para os seguintes valores de custo de déficit: 684 R\$/MWh (atual), 1.145 R\$/MWh (limite inferior do intervalo de confiança do valor proposto), 1.736 R\$/MWh (média aritmética entre o valor calculado e o limite inferior) e 2.328 R\$/MWh (valor calculado proposto para atualizar o custo do déficit).

Foi feito um cálculo das expectativas dos preços *spot* do MAE no período 2001–2005, para o Sudeste, Sul, Nordeste e Norte, com 2000 séries sintéticas.

Uma conclusão básica deste estudo foi o aumento geral dos custos marginais de operação no período de estudo, ao se aumentar os custos de déficits para 1.145 R\$/MWh, 1.736 R\$/MWh e 2.328 R\$/MWh, respectivamente.

Um aspecto a destacar é o resultado do estudo referente ao custo de déficit de 684,00 R\$/MWh, que era o custo de déficit utilizado pela operação, na época, e que foi ainda mantido durante o ano de 2001. Sabe-se que em fevereiro os reservatórios do Sudeste e Nordeste estavam muito baixos. Em fevereiro de 2001 não se sabia, mas ocorreria um racionamento da ordem de 20% a partir de outubro de 2001. Entretanto, o gráfico com a projeção dos preços *spot* médios esperados, no ano de 2001, mostrou que o preço no Sudeste, por exemplo, iniciou o ano em torno de 170 R\$/MWh e subiu para cerca de 220,00 R\$/MWh até o final do período seco de 2001 e reduziu para 150 R\$/MWh no final do ano. Quando foi decidido o racionamento o preço *spot* foi

mantido, durante um período, igual ao custo de déficit, de 684,00 R\$/MWh. Posteriormente esta decisão foi modificada e o preço foi diminuído.

Por exemplo, no Caso referente ao custo de 684,00 R\$/MWh o estudo apontou uma ocorrência, de 2001 a 2005, de 8,7% de casos com preços superiores a 300 R\$/MWh (Casos de déficit). Os casos para 1.145, 1.736 e 2.328 apontaram frequências de 11,2%, 13,8% e 15,2%.

Mas aqui cabe uma observação. Mesmo em situações de risco de déficit, a evolução dos preços *spot*, calculados em termos médios, conduziu realmente a preços crescentes de 170,00 R\$/MWh a 220,00 R\$/MWh, e realmente bastante altos. Mas estes preços, vistos isoladamente, não mostram o potencial de gravidade do déficit, até porque caíram depois para 150,00 R\$/MWh e também porque são valores ainda inferiores às térmicas mais caras. Seria sempre necessário algum outro indicador (no caso, o próprio risco de déficit) para se ter idéia do que estaria acontecendo e conhecer as razões para a subida daquele preço. Adicionalmente, mesmo que se disponha também dos dados do risco de déficit, apesar de o risco de déficit aceitável historicamente estar na faixa dos 5% (o plano de expansão 2001 previa déficits de até 7%), algum responsável por decisões de operação poderia considerar à primeira vista que mesmo riscos de 8,7%, 11,2%, 13,8% e 15,2% não sejam, afinal tão altos, se considerar que são transitórios, e que poderia haver uma reversão de tendência que baixaria estes riscos, e portanto, não ocorrer o racionamento.

Esta situação, de qualquer forma, refletiu a insuficiência de critérios, tanto de operação como de planejamento de expansão, sobre o que realmente fazer quando o risco de déficit ultrapassa os limites esperados pelos critérios de expansão e de operação. Há necessidade de outros indicadores, que não só o preço *spot*, e, fundamentalmente a necessidade de haver, critérios que com antecedência evitem ou mitiguem os efeitos da escassez de energia.

Não parece razoável esperar-se que simplesmente os preços *spot*, mesmo afetados pelos valores esperados de déficit, possam, por si só, fazer as sinalizações necessárias para as providências tais como novos investimentos em geração, contratações de geração de emergência, medidas de racionalização de consumo e finalmente medidas de racionamentos preventivos, necessárias à mitigação de efeitos de déficits. Até porque elevações de preços *spot* podem refletir outros problemas que não a possibilidade de racionamentos. Assim não basta saber que o preço

se elevou. É necessário dispor de outros indicadores para saber por que se elevou, a fim de orientar as decisões.

O preço *spot* é afetado pelo valor esperado projetado dos déficits futuros, atenuados pelos efeitos das taxas de juros. Uma maneira de refletir melhor o efeito de um déficit futuro seria haver mercados transparentes, com transações efetivas de compra e venda nas datas futuras, ao invés do uso de meras projeções, sem o compromisso dos agentes.

#### **5.4. Simulações do ONS para proposta de atualização de Custo de Déficit – ONS (2001)**

As simulações do ONS utilizaram o NEWAVE. Nos modelos auto-regressivos periódicos de ordem  $p$  (modelos  $pAR$ ), inseridos dentro do NEWAVE, onde  $p$  é o número de estágios cujas afluições passadas são considerados, foi utilizada ordem  $p$  máxima igual a 3, sem o uso de racionamento preventivo.

A análise abrangeu de novembro de 2000 até dezembro de 2004.

Foram analisados quatro custos de déficit de um só patamar, de 684, 1.145, 1.736 e 2.328 R\$/MWh.

Para cada custo de déficit foi analisado um Caso conjuntural começando em 31/10/2000.

Foram também analisados casos conjunturais para análise da conta de consumo de combustíveis de 2001 somente para o custo de déficit de 1.145,00 R\$/MWh, e também foram analisados casos de comportamento do Custo Marginal de Operação nos meses de setembro, outubro e dezembro de 2000.

As térmicas mais caras consideradas foram as de NUTEPA – Sul (com custos de 155,93 R\$/MWh em setembro, 176,80 R\$/MWh em outubro e 187,39 R\$/MWh em novembro e dezembro), a de Camaçari –Nordeste (com custos de 212 R\$/MWh em setembro, 230,27 R\$/MWh em outubro e 223,63 R\$/MWh em novembro e dezembro) e a térmica W. ARJONA – Sul (Com custos de 298 R\$/MWh de setembro a dezembro).

O estudo analisou os riscos de ocorrência de qualquer déficit, os riscos de déficit superiores a 5% da carga média mensal, o custo total de operação, o valor esperado do déficit, o valor

esperado de geração térmica, a evolução do custo marginal médio mensal e o custo marginal de curto prazo (só para o custo de déficit de 1.145 R\$/MWh).

Um resultado importante dos casos conjunturais é que os riscos de déficit para o Sudeste e Nordeste foram, considerando todos custos de déficit, na média em torno de 12% em 2002 e 16% em 2001, muito superiores aqueles 5% que eram usados à época do planejamento determinativo e coerente com os resultados dos estudos do item anterior. No Nordeste foram obtidos riscos de 22% para 2001 e 13% para 2002. A maior parte destes déficits possuía profundidades acima de 5%.

A evolução dos custos marginais de operação mostra também dados interessantes, principalmente no ano de 2001 e 2002. Para o Caso de custo de déficit de 684, custos marginais, tanto no Nordeste como no Sudeste, iniciaram o ano numa faixa de 110 a 140 reais, atingiram um pico na faixa de 190 R\$/MWh a 200 R\$/MWh em setembro de 2001, apesar de riscos de déficits muito altos já citados de 16% e 22%, levando às mesmas conclusões do item anterior sobre o problema de sinalização apenas com o preço *spot*. O estudo calculou também custos marginais de curto prazo de setembro a dezembro de 2000.

Em outubro de 2000, os custos marginais de operação para o custo de déficit 684 R\$/MWh e os valores da água foram de 100 R\$/MWh para o Sudeste, 0,00 R\$/MWh para o Sul, 60 R\$/MWh e 65 R\$/MWh respectivamente para o Nordeste; e para o Norte, 60 R\$/MWh e 40 R\$/MWh respectivamente.

Para o custo de déficit de 1.145 R\$/MWh, os custos marginais de operação passaram para 150 R\$/MWh para o Sudeste, 0,00 R\$/MWh para o Sul, 120 R\$/MWh para o Nordeste, e 120 R\$/MWh para o Norte, apresentando um aumento significativo.

Para os meses restantes o maior custo marginal de operação e maior valor da água para o déficit de 684 R\$/MWh foram de 150 R\$/MWh e 150 R\$/MWh, ocorridos em novembro de 2000, no Sudeste.

Para os meses restantes o maior custo marginal de operação e maior valor da água para o déficit de 1.145 R\$/MWh foram de 250 R\$/MWh e 250 R\$/MWh e também ocorreram no Sudeste.

O ONS concluiu em seus estudos que:

- Os custos marginais de operação aumentam com o custo de déficit

- Déficits mais caros apenas elevaram ligeiramente a geração térmica, diminuindo ligeiramente os déficits. Assim, a elevação dos custos do déficit tem pouco efeito sobre a otimização, contribuindo mais para elevar somente os preços.

- O déficit é mais sensível a variação do custo de déficit para cargas menores

- Para custos de déficit mais elevados o impacto no custo total de operação é quase que somente reflexo da valorização do custo do déficit.

#### **5.5. Simulações do CCPE do Planejamento 2001 – MME (2001)**

Estas simulações se referem a custos marginais de operação médios anuais. Mas permitem observar que há riscos de déficit de até 10% dentro do cenário utilizado com referência. Observa-se também, por exemplo, que no Sudeste, em 2001, um risco de déficit de 7,3% acarreta um custo marginal médio de operação de 57,8 US\$/MWh. Em 2002 um risco de déficit de 10% no Nordeste acarreta um custo marginal de operação médio de 50,8 US\$/MWh. No Nordeste, em 2003, um risco de déficit de 7,6% acarreta um custo médio de 25,2 US\$/MWh.

## 6. Análise geral

O objetivo deste capítulo é fazer uma análise geral dos diversos capítulos anteriores justificando as conclusões e comentários deste trabalho e o seu embasamento.

A análise dos critérios de confiabilidade, expostos no item 2.1 mostra que podem ser utilizados critérios probabilísticos e determinísticos. Mas há uma tendência, em mercados competitivos, de uso dos critérios probabilísticos, pois os mesmos permitem conhecer o perfil dos riscos e custos. Assim é possível obter grandes economias assumindo pequenos riscos. Quando se utiliza um critério determinístico é importante conhecer o seu risco implícito e o custo implícito para avaliar se poderia existir outro critério mais vantajoso. Para comparar o custo-benefício de expansões alternativas com diferentes critérios de confiabilidade é necessário o conhecimento dos custos de déficit. E é de fundamental importância a atualização constante destes custos.

A evolução dos critérios de confiabilidade no Brasil, conforme item 2.2, mostra que o Brasil tem usado diferentes critérios de confiabilidade, ora determinísticos, ora probabilísticos.

Em 2002 a Câmara de Gestão da Crise de Energia introduziu uma curva de aversão ao risco, ou curva de segurança, com base na energia armazenada em cada região, semelhante a uma curva *guia*. Se o nível de armazenamento resultante de um despacho for inferior ao da curva, as térmicas serão despachadas de modo que o nível permaneça dentro do limite. Este é um critério determinístico, e contribui para diminuir os déficits e o risco de déficit. Ele possui uma diferença em relação ao critério de risco de déficit. Quando se usa o critério de risco de déficit, aceita-se que os níveis de reservatórios possam chegar ao mínimo operativo, numa possível ocorrência de déficit. Assim, o novo critério aumenta o nível de segurança, e significa, na prática, reduzir o

risco de déficit aceitável e conseqüentemente aumentar o custo total da operação do sistema brasileiro. Mas, conforme item anterior, é necessário conhecer os riscos de déficit e os custos implícitos neste critério.

Resumindo, o primeiro comentário resultante deste trabalho, refere-se à necessidade de conhecer os riscos de déficit e os custos de déficits implícitos no critério de curva de segurança de suprimento de energia elétrica recentemente adotado no Brasil.

A análise dos fatores, composição, metodologias e determinação de custos de déficits no Brasil, conforme os itens 2.3.2, 2.3.3, 2.3.4 e 2.3.5 mostra que o país utilizou por muito tempo, no planejamento de expansão, e com as devidas correções, uma curva de custo de déficit em patamares, calculada por método de insumo-produto. Mas esta curva, além de ter sido calculada há muitos anos, não levava em conta nenhuma ação de gerenciamento de demanda, era uma curva única para todo o país e não levava em conta as diferenças regionais.

O custo de déficit depende da estrutura econômica em cada momento e da relação do produto final de cada setor em relação ao seu consumo de energia e, portanto, seus valores estavam bastante afetados pela estrutura econômica à época do estudo. Além disso, a curva estava vinculada a um critério que limitava o racionamento de cada setor em 30%, e dependendo do percentual de racionamento em relação ao mercado, só fazia racionamento em alguns setores, deixando outros de fora, o que politicamente pode ser difícil de praticar. Inclusive este critério não foi utilizado no racionamento ocorrido em 2001, que estabeleceu faixas de 15% a 25% aplicáveis a todos os setores.

O processo real de racionamento acarreta iniciativas, por parte do consumidor, de racionalização do consumo, transferências de consumo entre consumidores eletrointensivos para os não eletrointensivos, mudanças de fontes de energia, compra de geração própria, iniciativas de cogeração, etc, o que torna o problema bastante dinâmico e não plenamente captado até pela matriz insumo-produto, considerado um bom método de avaliação, o que provoca grandes mudanças no custo real de déficit de energia individual e global.

Havia demanda dos agentes para atualização da curva de custo de déficit. Houve audiência pública, coordenada pela ANEEL, para receber propostas de sugestões para atualização destes custos.

Além da atualização de valores, a questão da utilização do déficit por faixas de profundidade se tornou importante no Brasil porque, embora o planejamento da expansão utilizasse várias faixas de profundidade, o planejamento da operação utilizava um único custo unitário para qualquer profundidade de déficit, que, na época do racionamento, em 2001, era de 684,00 R\$/MWh, considerado insuficiente por vários agentes. Posteriormente a Câmara de Gestão da Crise de Energia, da qual a ANEEL participa, definiu, em 2002, uma função em quatro patamares, utilizada pelo CCPE, nos estudos de planejamento de expansão. Foram adotados custos, em R\$/MWh, de 553, 1193, 2493 e 2833, respectivamente para profundidades de déficits de 0–5%, 5–10%, 10–20% e acima de 20%, para o ano de 2002. Ainda para o ano de 2002, os preços do MAE foram limitados a um valor de 350,00 R\$/MWh visando proteger os consumidores de transferências exageradas de preço, porque houve também um acordo geral do setor que definiu outros mecanismos de proteção de risco para geradoras e distribuidores.

Resumindo, temos a seguir o segundo comentário. Os estudos de curvas de déficit sempre possuirão limitações. Mas é importante o conhecimento e constante atualização desses estudos. É importante também o conhecimento destes custos referentes a regiões, setores econômicos e até agentes individuais, para auxiliar as decisões de planejamento de expansão e operação e também auxiliar decisões de racionamento, quando necessário. É importante também que as curvas adotadas sejam compatíveis com critérios efetivos de racionamento que se visem adotar, caso venham a ocorrer.

A experiência internacional referente à curvas de déficit, conforme item 2.3.6 demonstra o uso de critérios variados. Alguns utilizam um único patamar, outros utilizam vários patamares.

A análise da cadeia de planejamento do sistema elétrico, no item 4, revela que a influência dos déficits futuros nos preços *spot* depende da forma como a influência do déficit no plano de expansão é transferida para a cadeia de modelos de planejamento da operação e programação de operação e da própria forma como a cadeia de modelos de planejamento de operação e programação calcula os preços *spot* médios mensais, ou horários. Constatou-se que o

planejamento da operação não utiliza curvas de custo futuro, no final do seu horizonte, produzidas pelo planejamento de expansão decenal. O critério do planejamento da operação é acrescentar alguns anos ao horizonte de planejamento, de modo a minimizar a influência dos períodos finais e fixar o custo futuro final em zero. Portanto, a possível influência da cadeia geral de planejamento não está sendo transmitida ao modelo de preços.

Decorre, daí o terceiro comentário. O custo futuro do planejamento da expansão referente ao final do horizonte de planejamento de operação não é considerado no planejamento da operação. É interessante um estudo para saber se este critério impacta significativamente a coerência que deveria existir entre o planejamento de curto e longo prazo.

Esta questão conduz imediatamente a uma outra, que é a necessidade de definir os fatores que fazem com que a operação se afaste dos critérios de planejamento, e até que ponto esta distância pode ser minimizada. Apesar de que, em princípio, os critérios de planejamento de expansão devem ser coerentes com os da operação, problemas práticos impedem esta coerência. Em primeiro lugar o grau de detalhamento menor que é possível utilizar a longo prazo, face a complexidade dos modelos. Em segundo lugar existe a questão sobre o uso do mesmo universo de afluências para estudos a curto e longo prazo. As incertezas são maiores a longo prazo do que a curto prazo. Também são maiores a longo prazo as incertezas sobre demandas previstas, entrada de novas instalações, taxas de juros, custos de combustíveis para usinas térmicas, etc. Em quarto lugar a operação possui uma série de restrições de curto prazo que levam a desvios em relação ao planejamento. Mas tem critérios próprios de confiabilidade para lidar com estas restrições. Na medida em que estas restrições se prolonguem por um prazo maior, é importante que sejam contempladas no planejamento de expansão de longo prazo, com os mesmos critérios, de modo a minimizar estes desvios.

As metas de geração e as curvas de custo futuro geradas pelo planejamento de operação, estas sim são informadas ao modelos DECOMP, de planejamento de operação de curto prazo. Também, no modelo NEWAVE, os custos futuros calculados pelo módulo que determina a política são informados ao módulo de otimização, que calcula o preço do mês em estudo. O DECOMP e o DESSEM (modelo de programação de curto prazo) representam as usinas de forma individualizada. O DECOMP permite o planejamento mensal ou trimestral e fornece as metas de

armazenamento, a geração, os intercâmbios de energia entre empresas e a função de custo futuro a ser utilizada pelo DESSEM. O DESSEM calcula a programação diária.

À época deste trabalho o preço *spot* só era determinado a nível mensal, pelo NEWAVE, pois os modelos DESSEM e DECOMP ainda não estavam validados.

Somente os dados de saída do planejamento de operação de longo prazo, portanto, estão conduzindo os reflexos dos déficits futuros para os modelos de planejamento da operação e na programação a curto prazos. Estes reflexos são transmitidos através das curvas de custo futuro utilizadas pelo modelo de cálculo dos preços *spot*.

A análise do modelo NEWAVE, no item 5, indica que este modelo minimiza a FCI (referente ao mês em que se está calculando o preço) mais a função do valor esperado de custo futuro – FECEF (Referente ao custo total esperado desde o mês seguinte até o final dos cinco anos de estudo).

O preço se dá no ponto em que a derivada do custo futuro (valor da água) é igual à derivada do custo imediato. A função de custo esperado futuro é composta pelo valor atual do custo esperado de térmicas mais custo esperado de déficits, e é determinada para cada estágio, em função de todos os estados possíveis do reservatório naquele estágio.

Os déficits futuros afetarão os preços *spot* em função da sua influência no custo esperado futuro, calculado para cada estado. E afetarão tanto mais este custo esperado futuro quanto mais casos esperados com déficit sejam previstos nos cenários de otimização do cálculo da curva de custo futuro, e quanto mais profundos sejam estes déficits. Haverá mais casos com déficits e déficits mais profundos quanto menor seja o armazenamento dos reservatórios e também quanto menor seja a tendência hidrológica (vazões passadas utilizadas para projetar as afluências futuras usadas no cálculo da política ótima do planejamento da operação).

Um problema importante do modelo de preços, constatado pela Câmara de Gestão da Crise de Energia e pelas simulações deste trabalho que utilizaram o NEWAVE é que uma tendência hidrológica positiva de poucos meses atrás, mesmo com reservatórios baixos, provoca cenários de hidrologia positiva o que reduz os cenários com possibilidade de déficit. Este é um problema que deve ser estudado, pois a reversão de uma tendência hidrológica negativa para positiva tem o

efeito imediato de diminuir preços e prejudicar a sinalização econômica, mesmo que, dentro de um prazo curto, possa haver situações graves de suprimento, como ocorreu no Brasil em 2001.

Conforme o item 6, foram feitos vários testes de sensibilidade utilizando o modelo NEWAVE para verificar os efeitos no preço *spot*.

A análise dos casos de 1 a 5, em que foram aumentados os custos de déficit, desde 310,00 R\$/MWh até 2.000,00 R\$/MWh (+ 645%) mostra que a elevação do custo de déficit provocou nas Regiões Sudeste, Nordeste e Norte uma tendência geral de redução nos riscos de déficit, uma redução nos déficits, uma tendência de elevação nos armazenamentos finais dos reservatórios do Sudeste, significando o encarecimento da água, redução de geração hidráulica e elevação de geração térmica para reduzir os déficits, e uma tendência de manutenção dos armazenamentos finais no Nordeste e Norte, mas aí também houve elevação de térmicas para conseguir a redução na energia não suprida.

Houve também tendência geral de aumento do custo marginal de operação (preço *spot*), variando, no patamar 1 de carga, desde 90,00 R\$/MWh até 433,00 R\$/MWh (480%), no Sudeste e Sul, e de 67,00 R\$/MWh a 321,00 R\$/MWh (+479%) no Norte e Nordeste, para uma variação do custo de déficit de 310,00 R\$/MWh a 2.000,00 R\$/MWh. Houve também elevação do custo total, não só pela elevação das térmicas, para reduzir o déficit, mas, principalmente, pelo próprio aumento do custo do déficit.

O déficit sofreu redução, no Sudeste, no ano 1, de 453 MWh para 421 MWh, uma redução de apenas 7%, contra uma elevação de 479% no custo de déficit. Isso ilustra o fato de que o aumento do custo do déficit reduz muito pouco os déficits.

Resumindo, derivamos daí a primeira conclusão deste trabalho. O aumento do custo do déficit provoca um alto efeito nos preços *spot* sem obter um efeito significativo na minimização dos valores dos déficits esperados, principalmente em situações de maior probabilidade de escassez. Numa situação em que se decide efetivamente fazer um racionamento e em que se usa, como critério, definir o preço *spot* igual ao custo do déficit, a implantação de um custo de déficit maior só faria aumentar o preço *spot*, sem benefício adicional justificável. Por este motivo, tanto

no caso de se manter os preços calculados por modelos como no caso de se manter os preços livres, através de leilões, é importante fixar um limite de preço.

Há outras razões que justificariam esta conclusão. Na definição do planejamento indicativo de expansão de geração os modelos otimizam o custo de investimento mais custo de operação mais o custo de déficit. Sem entrar no mérito do critério de confiabilidade, o sistema definido tem uma probabilidade de déficit e um valor esperado de custo de déficit que o sistema não pode evitar. A rigor, se ocorresse aquela situação de escassez com aquela probabilidade de déficit previsto cada consumidor deveria arcar com os prejuízos daquela situação. Por este motivo, como ele já vai pagar o prejuízo, não parece fazer sentido que ainda pague um preço *spot* mais elevado pela influência daquele prejuízo, a título de sinalização de escassez para incentivar investimentos. Suponha que se está admitindo um risco de déficit de 5%. Enquanto todo o mercado está aceitando este risco e enquanto não há expectativas futuras de que ele seja ultrapassado, ninguém estará preocupado em expandir geração. Neste caso faz sentido o consumidor pagar o preço daquela geração necessária para manter o déficit em 5%, e não ser embutido também, no preço a influência do custo daquele déficit de 5%, porque esta influência somente aumentará os preços e não provocará qualquer ação dos investidores.

A análise de um caso, em que se aumentou a tendência hidrológica do mês de fevereiro em 200% mostrou o seguinte: foram aumentadas as aflúências passadas, anteriores ao mês de fevereiro, e que são utilizadas no cálculo da política. Os preços caíram drasticamente, de 160,00 R\$/MWh, no Caso 3 para 3,92 R\$/MWh, estando o reservatório baixo, como se no futuro a situação passada fosse se repetir. Isto confirma o problema já citado no item anterior, detectado pela Câmara de Gestão da Crise de Energia, de que a forma como o modelo de preços utiliza as tendências hidrológicas provoca distorções na sinalização de preços.

Resumindo, a segunda conclusão. A forma como o modelo de preços utiliza as informações de aflúências passadas provocam distorções nos preços *spot*, sendo conveniente uma revisão da mesma.

Nos casos em que as taxas de descontos foram aumentadas houve redução no custo total. O comportamento do preço *spot*, entretanto, foi oscilante, ora aumentando, ora diminuindo.

O resultado do efeito no custo total se explica porque o custo futuro esperado no final do horizonte onde se calcula o preço *spot* traz as influências dos déficits futuros esperados, de cada estágio  $t$  até o final daquele horizonte divididas por  $(1 + i)^t$ , sendo  $i$  a taxa de juros. Assim, a taxa de juros exerce uma atenuação na influência custos dos déficits futuros sobre o custo total. A atenuação é tanto maior quanto mais distante estiver o estágio  $t$ .

Resumindo, a terceira conclusão. O aumento das taxas de descontos utilizando o modelo NEWAVE provoca uma redução dos custos totais de operação e um comportamento oscilante dos preços *spot*, que ora se elevam e ora se reduzem.

Um quarto comentário é necessário para esclarecer o seguinte. As conclusões de resultados utilizando o modelo NEWAVE refletem o fato de que este modelo não leva em conta nem efeitos de preços sobre a demanda nem efeitos de taxas de juros sobre custos de usinas. Os dados de projeções de projeções de demanda e de custos das usinas são pré-definidos e informados ao modelo. Também são informados ao modelo as projeções de oferta de energia e a taxa de desconto a ser utilizada.

A quarta conclusão decorre da análise do Caso com o NEWAVE, em que se utilizou uma curva de déficit em patamares, e é confirmada por estudos de outros órgãos. O uso de mais patamares é mais próximo da realidade do que o uso de único patamar. A utilização de uma curva de déficits em patamares permite a troca de déficits mais caros por déficits mais frequentes porém mais baratos, o que permite uma distribuição de racionamento mais eficiente e de menor custo total para a sociedade. A troca de déficits mais caros por déficits mais frequentes, porém mais baratos implica em que o uso de patamares apresenta riscos de déficits maiores que o uso de único patamar. Ou seja, o uso de um único patamar apresenta uma visão otimista e menos realista do risco de déficit pois implica em riscos menores, o que pode conduzir a não antecipar medidas necessárias de racionamento enquanto que uma visão mais realista poderia revelar esta necessidade.

Os estudos dos efeitos do custo do déficit, no item 7.1, realizados pela Comissão de Custo de Déficit do GCPS, ilustram o problema de se utilizar um critério de risco de déficit, por exemplo, 5%, sem especificar as profundidades aceitáveis. Podem existir dois planos de expansão diferentes, com o mesmo risco de déficit, e com custos totais diferentes.

Os estudos do GCPS dos itens 7.1.2 e 7.1.3 comparam situações em que se utilizam déficits por patamares. Uma das constatações é que a competitividade de uma usina termoeétrica pode ser afetada, havendo diferenças substanciais na alocação destas usinas quando se utiliza um ou mais patamares de déficit.

Ilustram o fato de que os racionamentos preventivos decorrem diretamente da função de custo de déficit em patamares.

Mostram que os racionamentos preventivos podem ser necessários e são utilizados para antecipar déficits menores, mais baratos e mais freqüentes, em períodos em que há disponibilidade de geração, para guardar energia e evitar maiores déficits no futuro. Os racionamentos preventivos aumentam os riscos de déficit, mas diminuem o custo total. É necessário haver um critério para decidir o momento de iniciar os racionamentos preventivos.

Uma política eficiente de racionamentos preventivos reduz os picos acentuados de déficit através da sua diluição ao longo do tempo e diminui os níveis de geração térmica, reduzindo o consumo de combustíveis.

Com relação ao planejamento da expansão, a política de racionamentos preventivos tem significativa influência sobre os custos marginais de operação do sistema. Ela reduz os custos marginais de operação o que traz implicações nos investimentos do setor, na medida em que a minimização dos custos variáveis resulta na igualdade dos custos marginais de expansão e operação. Desta forma é possível adiar algumas obras programadas e postergar certos investimentos. Deve-se frisar que isto seria válido desde que o custo unitário médio do déficit fosse o mesmo nas alternativas com e sem patamares de racionamento. Daí compreende-se a grande influência que a função custo do déficit tem no planejamento de expansão.

Por todas estas razões, a Quarta conclusão é que a utilização de curvas de déficits em patamares é mais adequada que a de um único patamar.

As simulações para validação do modelo NEWAVE, constantes do item 7.2, confirmam os resultados dos estudos indicados no item 6 no que se refere ao efeito de queda nos custos totais de operação com o aumento de juros. Com relação ao efeito dos juros nos preços *spot* não houve

possibilidade de comparação porque no item 6 foram considerados 8 casos diferentes de juros e no item 7.2 só foram considerados 2 casos diferentes.

As simulações do ASMAE, constantes do item 7.3, confirmaram em geral, as observações do item 6, no que tange aos efeitos de aumento do custo de déficit, embora tenham sido realizados testes para os preços médios esperados e não para um preço único, como foi o caso dos estudos do item 6, realizados para um preço calculado em um Caso base de fevereiro de 2001.

Mas permitiram outras constatações. Uma delas é que as projeções dos preços médios iniciaram com 170 R\$/MWh no ano de 2001, atingiram 220,00 R\$/MWh até o final do período seco de 2001 e reduziram para 150,00 R\$/MWh no final de 2001, quando se sabe (não se sabia à época das projeções) que ocorreria um racionamento a partir de outubro/2001, ocasião em que os preços do MAE foram fixados em 684,00 R\$/MWh, que correspondia ao custo de déficit de patamar único utilizado pelo ONS. Isto ilustra a precariedade de utilizar apenas a sinalização do preço *spot* e, de alguma maneira, os problemas no modelo de preços, para se antecipar medidas atenuadoras do racionamento.

Daí decorre a quinta conclusão. Mesmo em situações de risco de déficit, a evolução dos preços *spot* médios projetados, calculados pelo modelo de preços, não parece indicar o potencial de gravidade do déficit, até porque são valores ainda inferiores às térmicas mais caras. Adicionalmente, apesar de o risco de déficit aceitável historicamente estar na faixa dos 5% (o plano de expansão 2001 previa déficits de até 7%), estudos mostraram que havia previsões de risco de déficit de 8,7% até 15,2%, nos períodos que antecederam o racionamento, sem que medidas fossem tomadas.

Esta situação refletiu a insuficiência de critérios, tanto de operação como de planejamento de expansão, sobre o que realmente fazer quando o risco de déficit ultrapassa os limites esperados pelos critérios de planejamento de expansão ou de operação.

Pode parecer à primeira vista que mesmo riscos de 8,7%, 11,2%, 13,8% e 15,2% não sejam, afinal tão altos, se considerar que podem ser transitórios, e que pode haver uma reversão de tendência, e portanto, não ocorrer a necessidade de racionamento.

Mas a questão que se coloca é se é razoável assumir a probabilidade de ocorrência de 2000 séries sintéticas em um período de curto prazo, principalmente numa situação em que já existia um risco potencial porque os reservatórios estavam muito baixos. A assunção de probabilidade de ocorrência de muitas séries que na realidade não ocorrerão poderia estar diminuindo a visão do risco real que se está correndo a curto prazo.

O preço *spot* atual também não pode por si só responder por toda a sinalização de situações de expectativas de escassez de energia. Se há uma alta probabilidade de déficit daqui a dois anos, por exemplo, o custo marginal médio daqui a dois anos pode ainda ficar abaixo do custo marginal máximo da térmica. Esta probabilidade de déficit daqui a dois anos poderá afetar significativamente o custo marginal de operação de hoje.

Decorre daí o quinto comentário. Além da necessidade de existir critérios sobre as decisões a tomar no caso de riscos de racionamento, são necessários outros indicadores, além do preço *spot*, tais como riscos de déficit e preços de mercados futuros, cujos valores não estariam atenuados pelas taxas de juros e refletiriam o resultado de negociações efetivas e não de meras projeções. O órgão regulador, quando visualizar probabilidades de déficits acima dos limites no futuro, detectados pelo planejamento de expansão, deve, com a antecedência devida, fazer os leilões de concessão e estabelecer os prazos adequados, com multas em caso de não cumprimento. Caso não houvesse interesse em alguns leilões o poder público deveria ser o investidor de última instância, e investir nos prazos para manter os riscos de déficit dentro dos limites. Para dar transparência, deveriam existir mercados padronizados de negociação de energia no futuro, físicos ou financeiros, de modo a sinalizar os preços naquelas situações futuras.

Caberia aqui o sexto comentário. No Brasil a maior parte da negociação se dará nos mercados bilaterais. Valeria a pena que fosse estudada a necessidade de mecanismos para maior transparência dos mercados bilaterais. Talvez fosse importante publicar os volumes e preços (e não os nomes dos negociadores) de todos os contratos físicos bilaterais para dar sinalizações econômicas melhores para o planejamento da expansão, para os próprios investidores, o poder público e aos agentes econômicos em geral. Clama-se sempre pela necessidade de transparência no processo de formação de preços, num sistema de livre mercado, sem a qual não há investimentos. Parece existir consenso sobre este fato, não só em relação ao mercado *spot* quanto

em relação a mercados futuros em bolsas. Mas os preços tanto do mercado *spot* como dos mercados futuros não representam todo o mercado global.

O ONS também realizou estudos de sensibilidade, conforme item 7.4. aqui apresentados, e concluiu que:

- Os custos marginais de operação aumentam com o custo de déficit

- Déficits mais caros elevaram só ligeiramente a geração térmica, diminuindo a energia não suprida, isto é diminuindo um pouco os déficits. Assim, a elevação dos custos do déficit tem pouco efeito sobre a otimização, contribuindo mais para elevar somente os marginais de operação.

- O déficit é mais sensível à variação do custo de déficit para cargas menores

- Para custos de déficit mais elevados o impacto no custo total de operação é quase que somente reflexo da valorização do custo do déficit.

O resultado dos casos estudados através do NEWAVE, no item 6, confirmam as análises do ONS, aqui apontadas, de que o aumento do custo do déficit tem um efeito muito grande nos preços, em situações de escassez, e um efeito muito pequeno na redução do déficit.

As simulações do CCPE, citadas no item 7.5, também confirmam os estudos anteriores.

O fato de o custo do déficit causar uma enorme elevação no cálculo dos preços *spot*, o fato de esta curva possuir uma série de limitações na sua determinação, como já foi apontado, e o fato de um cálculo de preço visto pelo ONS não refletir necessariamente as expectativas dos agentes, coloca a questão relacionada de se manter os preços livres, de elevar bastante os preços, e a questão de se estabelecer um limite de preço.

Mesmo estabelecendo-se um limite de preço, existe a questão se este limite deve sinalizar um valor maior ou igual ao das fontes de emergência. A Câmara de Gestão da Crise de Energia definiu o *price cap* e sugeriu a mudança de cálculo de preços *spot* para preços determinados através de leilões de livre oferta e procura, o que ainda está em estudos. No que se refere à

experiência internacional em relação ao *price cap*, conforme item 3.8, alguns países o utilizam e outros não.

O Mercado Atacadista de Energia – MAE divulgou os seguintes dados referentes à negociação entre consumidores com sobra e falta de energia durante o racionamento:

**Tabela 37:** Negociações entre consumidores durante o racionamento – MAE.

| Mês            | Quantidade [MWh] | Preço Médio [ R\$/MWh] |
|----------------|------------------|------------------------|
| Junho/2001     | 890              | 580,48                 |
| Julho/2001     | 2.980            | 302,01                 |
| Agosto/2001    | 10.450           | 242,94                 |
| Setembro/2001  | 12.560           | 152,56                 |
| Outubro/2001   | 5.260            | 132,26                 |
| Novembro/2001  | 3.770            | 101,09                 |
| Dezembro/2001  | 9.520            | 108,01                 |
| Janeiro/2002   | 5.350            | 104,82                 |
| Fevereiro/2002 | 720              | 82,78                  |
| Total          | 51.500           | 166,93                 |

O preço máximo médio foi de 580,48 R\$/MWh e a maioria das negociações ocorreram na faixa de 104,82 a 302,01 R\$/MWh. A questão que se coloca é: por que ninguém pagou custos da ordem de 684,00 R\$/MWh, que era o valor de patamar único utilizado pelo ONS, e era considerado inadequado pelo mercado, na situação efetiva de racionamento? Existem alguns aspectos que ajudam a explicar.

1) Uma boa parte do racionamento se deu às custas de redução de desperdícios, ou de consumo que não afetava a produção, cujo custo de interrupção é baixo. As medidas de conservação de energia no Brasil até a época eram insuficientes e não havia uma cultura de conservação.

2) A crise externa com ameaça de recessão nos Estados Unidos e a crise Argentina, situação de recessão no Japão, ameaça de desaceleração econômica na Europa, além das perspectivas desfavoráveis para a economia brasileira, em virtude do alto endividamento interno (mais de 50% do PIB, um recorde histórico) e alto endividamento externo sem geração de superávits na balança comercial para fazer face ao pagamento da dívida e aliada ao próprio racionamento já trouxeram expectativas de redução de produção. Isto é, já havia uma redução de produção em consequência da crise econômica.

3) O custo de déficit representa o prejuízo medido pela perda de PIB provocada pelo racionamento e seria desejável que fosse evitado. Mas se a perda de PIB é inevitável, já que o racionamento é efetivo, e se o valor do déficit considera todos os custos indiretos, que não são percebidos pelo consumidor individual, os consumidores como um todo vêem a perda e a queda da economia como inevitável e estes consumidores como um todo jamais pagariam um valor de 684,00 R\$/MWh pela energia, quanto mais valores acima de 2.000,00 R\$/MWh (propostos para patamares maiores de déficits), considerando uma tarifa normal aproximadamente numa faixa de 80 R\$/MWh a 200,00 R\$/MWh. Eventualmente um ou outro consumidor, para evitar perdas maiores de produção, pode pagar preços um pouco mais altos que os normais a curto prazo, como ocorreu com aqueles que compraram energia na faixa de 400,00 R\$/MWh, superior a tarifa industrial normal.

4) Vamos admitir que todos os consumidores quisessem pagar o custo de 684,00 R\$/MWh para evitar os 20% de racionamento. Não adiantaria pagar porque não existiriam os 20% de energia para comprar. Mesmo que existissem, os consumidores estariam dispostos a pagar menos que o custo de déficit pois não adiantaria pagar o custo do déficit para evitar uma perda igual ao próprio custo de déficit e não ter nenhum ganho.

5) Parte do custo de déficit é atribuído ao setor residencial. Este setor sofreu todos os cortes e não teve direito de negociar compras adicionais ou vendas de eventuais sobras como ocorreu com o setor industrial. Ele arcou com os prejuízos, o que na prática fez sobrar energia para os outros setores e reduzir seus prejuízos.

6) A mudança de modelo do setor incentivou vários grandes consumidores, que antes possuíam altos custos de déficit, a investir em geração própria, o que fez com que seu custo de déficit baixasse. Estes consumidores contribuem para que o custo de déficit global seja menor do que aquele calculado pelos estudos antigos. Houve também negociações de cotas de energia entre consumidores eletrointensivos e não eletrointensivos.

7) Nem todas as regiões sofreram racionamento. Empresas nas regiões sem racionamento tinham incentivos em reduzir seu consumo (até por conta de redução de produção provocada pelas outras razões exceto o racionamento) e vender o excesso a um preço mais alto para outros consumidores das regiões com racionamento.

8) Existia a possibilidade de compra de geração móvel e de pequenos geradores locais, a preços bem inferiores ao déficit.

9) O custo global de déficit é um valor agregado, médio, que não representa as características individuais, setoriais ou sequer regionais dos consumidores, além de conter grandes imprecisões.

Resumindo a análise acima chegamos a sexta conclusão. O custo de déficit não parece ser um valor a ser considerado como referência para preço *spot*, mesmo na situação efetiva de racionamento. Ele pode ser importante na determinação de um plano de expansão, em que se busca minimizar o custo de operação e o custo do déficit global, e na otimização do planejamento de operação.

O sétimo comentário diz respeito ao racionamento que ocorreu no Brasil. Constatou-se que existem empresas mundiais que vendem energia móvel, na base de 300,00 R\$/MWh, a preços de 2001. Seria importante incorporar ao planejamento de expansão e operação esta alternativa como mais uma térmica disponível, antes de partir para o racionamento propriamente dito.

O oitavo comentário se refere a uma questão a ser aprofundada. Trata-se da possibilidade de utilizar modelos de otimização por programação não linear para as otimizações referentes às diversas previsões futuras de afluências, sem usar a programação dinâmica. Deve ser verificado se este enfoque poderia auxiliar a reduzir os tempos computacionais necessários para efetuar o planejamento de expansão sem maiores prejuízos para os resultados.

## 7. Conclusões e comentários

Primeira conclusão. O aumento do custo do déficit provoca um alto efeito nos preços *spot* sem obter um efeito significativo na minimização dos valores dos déficits esperados, principalmente em situações de maior probabilidade de escassez. Tanto no caso de se manter os preços calculados por modelos como no caso de se manter os preços livres, através de leilões, é importante fixar um *price cap* ou limite de preço. Uma outra razão que justificaria esta conclusão é que parece fazer mais sentido o consumidor pagar o preço da geração necessária para manter o risco de déficit dentro do limite preestabelecido e não se embutir no preço, a título de sinalização de escassez, a influência do custo de déficit integral porque esta influência somente aumentará os preços e não provocará qualquer ação dos investidores.

Segunda conclusão. A forma como o modelo de preços utiliza as informações de afluições passadas provocam distorções nos preços *spot*, sendo conveniente uma revisão da mesma.

Terceira conclusão. O aumento das taxas de descontos provoca uma redução dos custos totais de operação e um comportamento oscilante dos preços *spot*, que ora se elevam e ora se reduzem.

Quarta conclusão. A utilização de uma curva de déficits em patamares é mais adequada do que a de um único patamar. Além de ser mais realista ela permite a troca de déficits mais caros por déficits mais frequentes e mais baratos, levando a uma política de racionamento mais eficiente e de menor custo. Além disto, pelo fato indicar um maior risco de déficit, ela pode indicar a necessidade de uma medida de racionamento que poderia não ser tomada quando se

utiliza um único patamar. O uso de um único patamar também provoca distorções nas decisões de expansão.

Quinta conclusão. Mesmo em situações de risco de déficit, a evolução dos preços *spot* médios projetados, calculados pelo modelo de preços, não parece indicar o potencial de gravidade do déficit, até porque são valores ainda inferiores às térmicas mais caras. O racionamento ilustrou a insuficiência de critérios, tanto de operação como de planejamento de expansão, sobre o que realmente fazer quando o risco de déficit ultrapassa os limites esperados pelos critérios de planejamento de expansão ou de operação. O preço *spot* atual também não pode por si só responder por toda a sinalização de situações de expectativas de escassez de energia.

Sexta conclusão. O custo de déficit não parece ser um valor a ser considerado como referência para preço *spot*, mesmo na situação efetiva de racionamento. Ele é importante na determinação de um plano de expansão, em que se busca minimizar o custo de operação e o custo do déficit global, e na otimização do planejamento de operação.

Primeiro comentário. Existe a necessidade de conhecer os riscos de déficit e os custos de déficits implícitos no critério de curva de segurança de suprimento de energia elétrica recentemente adotado no Brasil.

Segundo comentário. Os estudos de curvas de déficit sempre possuirão limitações. Mas é importante o conhecimento e constante atualização desses estudos. É importante também o conhecimento destes custos referentes a regiões, setores econômicos e até agentes individuais, para auxiliar as decisões de planejamento de expansão e operação e também auxiliar decisões de racionamento, quando necessário. As curvas adotadas devem ser compatíveis com critérios efetivos de racionamento que se visem adotar, caso o racionamento venha a ocorrer.

Terceiro comentário. O custo futuro do planejamento da expansão referente ao final do horizonte de planejamento de operação não é considerado no planejamento da operação. É interessante um estudo para saber se este critério impacta significativamente a coerência que deveria existir entre o planejamento de curto e longo prazo. Esta questão conduz imediatamente a uma outra, que é a necessidade de estudar os fatores que fazem com que a operação se afaste dos critérios de planejamento, e até que ponto esta distância pode ser minimizada.

Quarto comentário. As conclusões de resultados utilizando o modelo NEWAVE refletem o fato de que este modelo não leva em conta nem efeitos de preços sobre a demanda nem efeitos de taxas de descontos sobre custos de usinas. Os dados de projeções de demanda e de custos das usinas são pré-definidos e informados ao modelo. Também são informados ao modelo as projeções de oferta de energia e a taxa de desconto a ser utilizada.

Quinto comentário. Além da necessidade de existir critérios sobre as decisões a tomar no caso de riscos de racionamento, são necessários outros indicadores, além do preço *spot*, tais como riscos de déficit e preços de mercados futuros, cujos valores não estariam atenuados pelas taxas de juros e refletiriam o resultado de negociações efetivas e não de meras projeções. O órgão regulador, quando visualizar probabilidades de déficits acima dos limites no futuro, detectados pelo planejamento de expansão, deve, com a antecedência devida, fazer os leilões de concessão e estabelecer os prazos adequados, com multas em caso de não cumprimento. Caso não houvesse interesse em alguns leilões o poder público deveria ser o investidor de última instância, e investir nos prazos para manter os riscos de déficit dentro dos limites. Para dar transparência, deveriam existir mercados padronizados de negociação de energia no futuro, físicos ou financeiros, de modo a sinalizar os preços naquelas situações futuras.

Sexto comentário. No Brasil a maior parte da negociação se dará nos mercados bilaterais. Valeria a pena que fosse estudada a necessidade de mecanismos para maior transparência dos mercados bilaterais.

Sétimo comentário. Durante o racionamento que ocorreu no Brasil constatou-se que existem empresas mundiais que vendem energia móvel, na base de 300,00 R\$/MWh, a preços de 2001. Seria importante incorporar ao planejamento de expansão e operação esta alternativa como mais uma técnica disponível, antes de partir para o racionamento propriamente dito.

Oitavo comentário. É importante estudar a possibilidade de utilizar modelos de otimização por programação não linear para as otimizações referentes às diversas previsões futuras de aflúncias, sem usar a programação dinâmica. Deve ser verificado se este enfoque poderia auxiliar a reduzir os tempos computacionais necessários para efetuar o planejamento de expansão sem maiores prejuízos para os resultados.

## Bibliografia

- Allan, R., Billinton, R. Probabilistic Assessment of Power Systems. *Proceedings of the IEEE*, Vol. 88, No. 2, February, 2000.
- ASMAE, Força Tarefa de Validação de Modelos Computacionais – Modelo NEWAVE – Testes do Modelo NEWAVE – Portal da ASMAE – agosto, 2000.
- ASMAE. Avaliação do Impacto do Custo do Déficit no MAE. Apresentado para a ANEEL em Audiência Pública para atualização do custo do Déficit. [www.aneel.gov.br](http://www.aneel.gov.br), 01/02/2001.
- ANEEL, Metodologia para Cálculo do Parâmetro “Custo do Déficit de Energia Elétrica” utilizado nos Programas Computacionais de Otimização Eletroenergética – Processo de Audiência Pública AP – No. 002/2001
- Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica. Relatório de Progresso número 2. [www.energiabrasil.gov.br](http://www.energiabrasil.gov.br), fevereiro, 2002.
- CEPEL, Eletrobrás. Especificação Funcional do Modelo NEWAVE, 2000.
- Cicogna, Marcelo Augusto. Modelo de Planejamento da Operação Energética a Sistemas Hidrotérmicos a Usinas Individualizadas Orientado por Objetos. Tese de Mestrado em Engenharia Elétrica, UNICAMP, fevereiro, 1999.
- Cruz Júnior, Gélson. Modelo Equivalente não Linear para o Planejamento da Operação a Longo Prazo de Sistemas de Energia Elétrica – Tese de Doutorado em Engenharia Elétrica, UNICAMP, dezembro, 1998.

Eletrobrás, GCPS. Comissão para Estudo do Custo do Déficit de Energia Elétrica – Custo Social do Déficit – Relatório da Primeira Etapa – Resultados Obtidos e Notas Metodológicas, fevereiro, 1986.

Eletrobrás, GCPS. Comissão para Estudo do Custo do Déficit de Energia Elétrica – Relatório Final, julho, 1988.

Eletrobrás – “Plano 2015 – Projeto 1 – Metodologia e Processo de Planejamento da Expansão do Setor Elétrico” – Rio de Janeiro, RJ, dezembro de 1993.

Eletrobrás – Sistemática dos Trabalhos do CTEE no Ciclo de Planejamento 98 do GCPS – Rio de Janeiro, RJ, 18/12/1998.

Ferreira, Raquel Farah. Contribuições ao Planejamento Energético de Sistemas de Energia Elétrica com Ênfase ao Acoplamento entre o Planejamento de Médio e Longo Prazos. Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, UNICAMP, Maio, 1997.

Fortunato, L. A. M e outros – *Introdução ao Planejamento da Expansão e Operação de Sistemas de Produção de Energia Elétrica* – EDUFF/Eletrobrás, 1990.

Goel, L, Billinton, R. Impacts of Pertinent factors on reliability worth indices in electric power system. *Electric Power Systems Research*, No. 41,151–158,1997

Kligerman, A. S. Operação Ótima de Subsistemas Hidrotérmicos Interligados Utilizando Programação Dinâmica Estocástica Dual – Dissertação de Mestre em Engenharia Elétrica, UNICAMP, fevereiro, 1992.

Leite da Silva, AM e outros Loss of Load costs in generating capacity reliability evaluation *Electric Power Systems Research*, No. 41,109–116,1997.

Manso, L. A. F., Leite da Silva, A. M, Melo, J. C. O. Comparison of alternative methods for evaluating loss of load costs in generation and transmission systems. *Electric Power Systems Research* No. 50, 107–114, 1999.

- Massaud, A. G., Schilling, M. Th. , Hernandez, J. P. Electricity restriction costs *IEEE Proc – Gen. Transm. Distrib.*, Vol 141, No. 4, Julho, 1994
- Mello, JCO e outros Application of chronological load modeling in composite reliability worth evaluation. *Electric Power Systems Research*, No. 40,167–174,1997
- MME/CCPE Relatório do Grupo de Trabalho para estruturação do CCPE Dezembro, 1999.
- MME/CCPE/CTDO. Programa Indicativo de Geração do Sistema Interligado Brasileiro – Avaliação do Programa Indicativo de Geração na Conjuntura de Racionamento no Brasil em 2001 – [www.mme.gov.br](http://www.mme.gov.br).
- Morozowski F. e outros. Influência da estrutura institucional na metodologia de planejamento do setor elétrico, *Anais do XIII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*, 1995, GPL–16.
- Nascentes, J. C. M. N. Mercados Futuros de Energia Elétrica no Brasil – Monografia para Título de Especialista em Gestão Técnica de Concessionárias de Energia Elétrica – UFPR – 2000.
- ONS – Estudos de sensibilidade: impactos do custo do déficit no planejamento da operação energética. [www.aneel.gov.br](http://www.aneel.gov.br). Audiência Pública sobre atualização do custo do déficit, fevereiro, 2001.
- Secretaria de Política Econômica do Ministério da Fazenda. Efeitos do Racionamento de Energia Elétrica sobre a Oferta Agregada. 29/06/2001. [www.energiabrasil.gov.br](http://www.energiabrasil.gov.br), fevereiro, 2002.
- Su, C. T, Lii, G–R Reliability planning for composite electric power systems. *Electric Power Systems Research*, No. 51,23–31,1999.
- Trinkenreich, Jorge. Conceitos e experiência internacional no cálculo e uso do custo de déficit – Seminário sobre O Custo do Déficit de Energia – Ministério de Minas e Energia – 03 de outubro, 2001.