



Operador Nacional do Sistema Elétrico

## **SUMÁRIO EXECUTIVO**

### **PLANEJAMENTO ANUAL DA OPERAÇÃO ENERGÉTICA - ANO 2004 2ª REVISÃO QUADRIMESTRAL**

© 2004/ONS  
Todos os direitos reservados.  
Qualquer alteração é proibida sem autorização.

**ONS** RE 3/254/2004

## **SUMÁRIO EXECUTIVO**

# **PLANEJAMENTO ANUAL DA OPERAÇÃO ENERGÉTICA - ANO 2004 2ª REVISÃO QUADRIMESTRAL**

## **Sumário**

|              |  |           |
|--------------|--|-----------|
| <b>1</b>     | <b>Apresentação</b>  | <b>4</b>  |
| <b>2</b>     | <b>Considerações sobre a Expansão da Oferta e sobre o Mercado</b>                      | <b>6</b>  |
| <b>3</b>     | <b>Conclusões</b>  | <b>10</b> |
| <b>3.1</b>   | <b>Conclusões da Avaliação com Séries Sintéticas</b>                                   | <b>10</b> |
| <b>3.2</b>   | <b>Conclusões da Avaliação com Séries Históricas</b>                                   | <b>12</b> |
| <b>3.2.1</b> | <b>Déficits Esperados</b>  | <b>12</b> |
| <b>3.2.2</b> | <b>Evolução dos Níveis de Armazenamento do Sistema</b>                                 | <b>13</b> |
| <b>3.3</b>   | <b>Atendimento à Demanda Máxima do SIN</b>   | <b>13</b> |
| <b>4</b>     | <b>Aspectos Metodológicos</b>  | <b>14</b> |
| <b>5</b>     | <b>Premissas Adotadas</b>  | <b>15</b> |
| <b>5.1</b>   | <b>Condições Iniciais de Armazenamento</b>   | <b>15</b> |
| <b>5.2</b>   | <b>Expansão da Oferta</b>  | <b>15</b> |
| <b>5.2.1</b> | <b>Evolução da Potência Instalada</b>  | <b>15</b> |
| <b>5.2.2</b> | <b>Expansão das Interligações Inter-Regionais</b>                                      | <b>17</b> |
| <b>5.3</b>   | <b>Interligações com Países Vizinhos</b>   | <b>19</b> |
| <b>5.4</b>   | <b>Mercado de Energia Elétrica</b>   | <b>20</b> |
| <b>5.5</b>   | <b>Restrições de Gás no Nordeste</b>   | <b>23</b> |
| <b>5.6</b>   | <b>Comparação com o Plano Anual 2004 e 1ª e 2ª Revisões Quadrimestrais</b>             | <b>23</b> |
| <b>6</b>     | <b>Análise das Condições de Atendimento</b>  | <b>27</b> |
| <b>6.1</b>   | <b>Riscos de Déficit</b>   | <b>27</b> |
| <b>6.2</b>   | <b>Custos Marginais de Operação</b>  | <b>36</b> |
| <b>6.3</b>   | <b>Análise com Séries Históricas</b>   | <b>38</b> |
| <b>6.3.1</b> | <b>Déficits Esperados</b>  | <b>38</b> |
| <b>6.3.2</b> | <b>Evolução dos Níveis de Armazenamento do Sistema com Séries Históricas de Vazões</b> | <b>40</b> |
| <b>6.4</b>   | <b>Atendimento à Demanda Máxima</b>  | <b>43</b> |
| <b>7</b>     | <b>Interligações Inter-Regionais</b>   | <b>45</b> |
|              | <b>ANEXO I – Programa de Expansão da Geração</b>                                       | <b>46</b> |
|              | <b>ANEXO II – Oferta com Impedimentos para entrada em Operação (MW)</b>                | <b>49</b> |
|              | <b>Lista de figuras, quadros e tabelas</b>   | <b>51</b> |

## **1 Apresentação**

O Planejamento Anual da Operação Energética tem como objetivo apresentar a análise das condições de atendimento ao mercado de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional – SIN em um horizonte de cinco anos, propiciando, também, o estabelecimento das estratégias de médio prazo que serão utilizadas na operação eletroenergética do SIN.

É realizado em ciclos anuais, sendo ao início de cada ano emitido um relatório no qual são apresentados os resultados obtidos para o horizonte de cinco anos. Ao longo do ano, são realizadas duas revisões quadrimestrais, para incorporar nos resultados as atualizações das premissas utilizadas, principalmente as referentes à oferta, demanda, níveis de armazenamento dos reservatórios e tendência hidrológica.

Neste Sumário Executivo são apresentadas as principais premissas e resultados do relatório “Planejamento Anual da Operação Energética – Ano 2004 – 2ª Revisão Quadrimestral”, que marca a conclusão do ciclo anual de 2004. As análises compreendem o período de setembro/2004 a dezembro/2008, abordando:

- **As seguintes premissas relativas a:**

• **Oferta:**

o Cenário de Oferta de Referência consoante com a Resolução 109 da GCE e considerando os cronogramas de obras indicados pela ANEEL em agosto de 2004. Além disso, nesse cenário, foram consideradas as restrições de disponibilidade de gás para a região Nordeste;

• **Mercado:**

o “cenário de referência” e o “cenário alto” de mercado de energia elétrica utilizados para avaliação das condições de atendimento, resultantes da atualização das previsões realizada pelo CTEM/CCPE e ONS em agosto de 2004;

• **Demais Aspectos:**

os níveis de armazenamento verificados em 31/08/2004, a tendência hidrológica, as restrições de transmissão para transferência de blocos de energia entre subsistemas e as restrições de natureza ambiental.

- **Os seguintes resultados:**

• **Com séries sintéticas:**

os riscos anuais de não atendimento à carga, para déficits de qualquer profundidade e para valores maiores que 5% e 10% da carga, calculados para os cenários de oferta e de mercado, utilizando-se 2000 séries sintéticas;  
os Custos Marginais de Operação – CMOs para os cenários de oferta e de mercado considerados, utilizando-se 2000 séries sintéticas;

• **Com histórico de afluições do período 1931-2001:**

em complemento à avaliação com séries sintéticas, foi também verificada a possibilidade de ocorrência de déficits para o Cenário de Referência, considerando-se a repetição para o quinquênio 2004-2008 de cada uma das seqüências de 5 anos registradas no histórico 1931-2001, incluindo a simulação da ocorrência do período crítico do SIN;  
a evolução dos níveis de armazenamento do sistema com séries históricas;

• **Avaliação de atendimento à demanda máxima do SIN:**

uma análise determinística do atendimento à demanda máxima, com base em balanço de ponta sistêmico, considerando-se as limitações de transmissão entre subsistemas, para o Cenário de Referência.

Destaca-se que além destas informações que constam deste Sumário Executivo, são também apresentados no relatório completo todo o conjunto de premissas, dados e resultados, análises mais detalhadas das condições de atendimento e avaliações complementares referentes aos intercâmbios energéticos inter-regionais e aos montantes de intercâmbio internacionais.

O Relatório completo do Planejamento Anual da Operação Energética – Ano 2004 – 2ª Revisão Quadrimestral está disponível no *site* do ONS no seguinte endereço:

[http://www.ons.org.br/ons/download/Plano\\_Energ\\_2004\\_2aRQ.zip](http://www.ons.org.br/ons/download/Plano_Energ_2004_2aRQ.zip)

## **2 Considerações sobre a Expansão da Oferta e sobre o Mercado**

De forma a permitir uma adequada contextualização dos resultados e conclusões, são inicialmente apresentadas considerações sobre a expansão da oferta e o crescimento do mercado, utilizados para a definição dos cenários adotados nesta análise.

### **Quanto à Expansão da Oferta**

Foi adotado um **Cenário de Oferta de Referência**, em conformidade com as diretrizes da Resolução GCE 109, descrito no Capítulo 5. Neste cenário, a capacidade instalada no SIN deverá elevar-se dos 79.123 MW existentes em 31/08/2004 para 86.087 MW em 31/12/2008. Adicionalmente, também estão disponíveis para atendimento ao mercado de energia elétrica a importação de 2.178 MW provenientes da Argentina e cerca de 5.900 MW de potência líquida da UHE Itaipu em 50 Hz, disponibilizada pelo Paraguai para o SIN, que a partir de 2006 será acrescida de uma unidade adicional de 700 MW em 50 Hz. A participação termoelétrica no total da capacidade instalada do SIN, que em 31/08/2004 é de 15,6% (12.329 MW), será reduzida para cerca de 14% (12.306 MW) em 31/12/2008. Esta redução é devida, principalmente, ao término dos contratos de energia emergencial e às premissas da Resolução GCE 109, que prevê a consideração de projetos termoelétricos no final do período somente no caso em que os custos marginais de operação são superiores ao valor normativo. A evolução da potência disponível neste cenário é apresentada no Quadro 6, página 17.

Neste Cenário de Oferta de Referência, consideram-se as restrições de disponibilidade de gás na região Nordeste, descritas no item 5.5 deste Sumário, em conformidade com as diretrizes da Resolução Normativa da ANEEL Nº 040, de 28 de janeiro de 2004, e dos Ofícios Nº 065/2004 e Nº 167/2004 - SRG/ANEEL.

Analisando-se o Quadro 1, página 7, observa-se que 8.455 MW (cerca de 94% do acréscimo de oferta total prevista para o quinquênio) entram em operação até 31/12/2006 (vide Quadro 5, página 16).

O incremento médio anual da capacidade instalada no período 2004 – 2008 é de cerca de 1.755 MW. Em 2004, destaca-se a desconstrução de cerca de 72 MW do programa de energia emergencial, referente à transferência de usinas para Manaus, conforme indicado no Quadro 5, página 16. No final de dezembro de 2004, está previsto o término do contrato de 917 MW de oferta emergencial e no final de dezembro de 2005 há previsão de término do contrato dos 785 MW restantes. O encerramento do programa de energia emergencial reduz a capacidade

térmica instalada do SIN em 1.702 MW, conforme indicado no Quadro 5, página 16.

O programa detalhado de expansão da geração, relacionando as datas de entrada em operação das usinas consideradas no período setembro/2004 a dezembro/2008, está apresentado no Anexo I, página 46.

O Quadro 1 contém um resumo dos Quadros 5 e 6, páginas 16 e 17, para o SIN.

**Quadro 1 – Acréscimo Anual e Evolução da Potência Disponível (MW) - SIN**

|                                 | 3º quadrimestre<br>2004 | 2004   | 2005   | 2006   | 2007   | 2008   | Total |
|---------------------------------|-------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|-------|
| Acréscimo de Potência Anual*    | 1.708                   | 3.489  | 1.448  | 3.518  | 489    | 49     | 8.993 |
| Evolução da Potência Disponível | 87.171                  | 88.879 | 90.327 | 93.844 | 94.333 | 94.382 | -     |

\* O acréscimo anual de potência disponível considera a variação do consumo da ANDE.

De acordo com as diretrizes da Resolução GCE 109, que para o período 2006 – 2008 resulta na consideração somente das hidroelétricas previstas e sem impedimentos para entrada em operação, ter-se-ia um acréscimo de somente 580 MW nas regiões Sudeste/Centro-Oeste e Sul no biênio 2007-2008, provenientes da entrada em operação da UHE Castro Alves, UHE Capim Branco I e UHE Capim Branco II (vide Quadro 5, página 16). Neste sentido, pode-se afirmar que a Oferta de Referência representa uma hipótese conservadora, principalmente para o final do horizonte do estudo.

Cabe observar ainda que, segundo o relatório de fiscalização da ANEEL referente a agosto de 2004, todos os projetos termoeletricos de grande porte previstos para 2006 – 2008, totalizando cerca de 5.939 MW, apresentam alguma restrição para entrada em operação, não tendo sido, portanto, considerados nesse estudo. Ainda segundo o mesmo relatório, os projetos hidroelétricos de grande porte que apresentam impedimentos para a entrada em operação no horizonte 2004 – 2008 totalizam cerca de 3.457 MW. Além desses projetos hidroelétricos, existem projetos termoeletricos de grande porte em 2004 e 2005 (totalizando cerca de 9.425 MW) que, segundo os critérios da Resolução GCE 109, apresentam algum impedimento para entrada em operação. Verifica-se, portanto, um volume significativo de projetos que, caso necessário, poderiam ser viabilizados e considerados, com seus cronogramas devidamente revisados, como parte integrante da oferta.

Também cabe destacar que a transmissão de integração contribui para a expansão da oferta e, em especial, na otimização dos recursos energéticos através da

complementaridade existente entre os subsistemas. A expansão da transmissão no período 1999-2003, com acréscimo médio anual de cerca de 1.940 Km de linhas, já permitiu a ampliação dos limites de intercâmbio, principalmente SE/CO-N/NE, potencializando cada vez mais esta otimização. No período 2004-2006, o crescimento médio anual previsto é de 1.640 Km de linhas, permitindo evolução substancial dos limites de intercâmbio, conforme observado nas Figuras 1 e 2, páginas 18 e 19.

### Outras considerações sobre a Oferta

O Quadro 2 apresenta de forma resumida os projetos hidroelétricos (UHEs e PCHs), termoelétricos (UTES e PCTs) e eólicos que apresentam impedimentos para entrada em operação, bem como as usinas enquadradas no PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica. O detalhamento do programa de obras dos grandes projetos hidroelétricos e termoelétricos com impedimentos para entrada em operação está apresentado no Anexo II, página 49.

As usinas enquadradas no PROINFA não foram consideradas na expansão da oferta, pois segundo Relatório de Acompanhamento de Usinas da ANEEL, do mês de agosto/2004, ainda existe algum tipo de impedimento com relação aos requisitos da Resolução GCE 109/2002 para que essas usinas sejam consideradas na expansão da oferta. Da mesma forma, ainda segundo esse relatório, o programa de geração eólica, que poderia contribuir com um incremento de 6.644 MW na capacidade instalada no período 2004-2008, também apresenta impedimentos.

**Quadro 2 – Oferta com Impedimentos para Entrada em Operação (MW) - SIN**

|                | Usinas Amarelas |       |       |       |      |              | Usinas Vermelhas |       |      |      |      |               | TOTAL         |
|----------------|-----------------|-------|-------|-------|------|--------------|------------------|-------|------|------|------|---------------|---------------|
|                | 2004            | 2005  | 2006  | 2007  | 2008 | Total        | 2004             | 2005  | 2006 | 2007 | 2008 | Total         |               |
| <b>UTES</b>    | 491             | 0     | 2.118 | 1.176 | 690  | <b>4.475</b> | 5.643            | 3.291 | 765  | 648  | 542  | <b>10.888</b> | <b>15.363</b> |
| <b>UHEs</b>    | 394             | 216   | 120   | 494   | 362  | <b>1.584</b> | 25               | 145   | 537  | 659  | 506  | <b>1.872</b>  | <b>3.457</b>  |
| <b>PCHs</b>    | 4               | 228   | 1.900 | 254   | 52   | <b>2.439</b> | 0                | 77    | 8    | 0    | 0    | <b>86</b>     | <b>2.524</b>  |
| <b>PCTs</b>    | 5               | 68    | 814   | 0     | 0    | <b>887</b>   | 349              | 20    | 0    | 0    | 0    | <b>369</b>    | <b>1.257</b>  |
| <b>PROINFA</b> | 0               | 0     | 1.755 | 12    | 0    | <b>1.767</b> | 0                | 0     | 0    | 0    | 0    | <b>0</b>      | <b>1.767</b>  |
| <b>Eólicas</b> | 3.110           | 1.597 | 1.747 | 63    | 128  | <b>6.644</b> | 0                | 0     | 0    | 0    | 0    | <b>0</b>      | <b>6.644</b>  |
| <b>TOTAL</b>   | <b>17.796</b>   |       |       |       |      |              | <b>13.216</b>    |       |      |      |      |               | <b>31.011</b> |

\* Usinas Amarelas - existem restrições para entrada em operação (Licença ambiental não obtida, obras não iniciadas ou contrato de combustível indefinido); Usinas Vermelhas - existem graves restrições para entrada em operação (Liminar judicial ou dificuldades no licenciamento ambiental) (Cronograma de Eventos ANEEL, referente a Agosto de 2004)

## Quanto ao Mercado de Energia Elétrica

Foram considerados dois cenários de mercado: o Cenário de Mercado Referência, com taxa equivalente de crescimento anual no período 2004 – 2008 de 5,1%, e o Cenário com Mercado Alto, no qual a taxa equivalente de crescimento no período atinge 6,4%, conforme Quadros 8 e 9, página 20.

O Quadro 3 que se segue contém um resumo da evolução da carga de energia do SIN para ambos cenários utilizados nas avaliações realizadas.

**Quadro 3 – Resumo da Evolução da Carga de Energia do SIN (MWmed)**

|                       | 2004   | 2005   | 2006   | 2007   | 2008   |
|-----------------------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Mercado de Referência | 43.634 | 46.004 | 48.081 | 50.418 | 53.606 |
| Mercado Alto          | 43.938 | 47.301 | 49.863 | 52.963 | 57.025 |

Associado ao Cenário de Referência, supõe-se um crescimento do PIB de 3,6% em 2004. Para os anos de 2005 a 2008, foram utilizadas as hipóteses de crescimento econômico médio de 4,1%. As premissas para projeção do Cenário com Mercado Alto tiveram como base hipótese de crescimento do PIB de 4,3% em 2004. Para o período 2005-2008, foi utilizada a hipótese de crescimento econômico médio de 4,9%.

## Cenários Analisados

Para avaliar a sensibilidade dos resultados referentes aos riscos de déficit à variação das premissas utilizadas, foram analisados os cenários descritos a seguir:

- **Cenário de Referência** – considera Oferta de Referência e Mercado de Referência, em conformidade com a Resolução GCE 109 e a Resolução Normativa da ANEEL Nº 040/2004 e os Ofícios Nº 065/2004 e Nº 167/2004 - SRG/ANEEL (que tratam das restrições de gás na região Nordeste);
- **Cenário com Mercado Alto** – considera Oferta de Referência e Mercado Alto.

Na análise com séries sintéticas considerou-se os dois cenários, enquanto na análise com séries históricas abordou-se exclusivamente o Cenário de Referência.

### 3 Conclusões

#### 3.1 Conclusões da Avaliação com Séries Sintéticas

- a) Para o **Cenário de Referência**, as condições de atendimento energético ao SIN para o período 2005-2007 são, em geral, satisfatórias. Observam-se riscos de déficit de qualquer profundidade inferiores a 5% em todos os subsistemas. Nas regiões Sul e Norte, os riscos mais elevados em 2005 e 2006, respectivamente, não devem ser considerados pois os déficits apresentados são de baixa profundidade, conforme pode se constatar nas Figura 8 e 10, páginas 30 e 31, e podem ser facilmente contornados com políticas operativas específicas. Em 2008, observa-se uma elevação dos riscos de déficit em todos os subsistemas, caracterizando uma tendência de equilíbrio entre oferta e demanda no final do quinquênio, mais notadamente nas regiões Nordeste e Norte.

| SUBSISTEMA / ANO |                           | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 |
|------------------|---------------------------|------|------|------|------|
| SE/CO            | PROB (Qualquer Déficit)   | 0,1  | 0,8  | 1,5  | 3,4  |
|                  | PROB (Déficit > 5% Carga) | 0,0  | 0,3  | 0,4  | 1,1  |
| S                | PROB (Qualquer Déficit)   | 0,4  | 8,4  | 1,3  | 3,2  |
|                  | PROB (Déficit > 5% Carga) | 0,0  | 0,2  | 0,2  | 0,3  |
| NE               | PROB (Qualquer Déficit)   | 0,4  | 2,9  | 3,6  | 8,9  |
|                  | PROB (Déficit > 5% Carga) | 0,0  | 0,3  | 0,5  | 1,0  |
| N                | PROB (Qualquer Déficit)   | 4,5  | 2,9  | 3,5  | 5,9  |
|                  | PROB (Déficit > 5% Carga) | 1,0  | 0,6  | 1,0  | 1,8  |

Esses resultados podem ser constatados quando da análise dos custos marginais de operação.

- b) Para o **Cenário com Mercado Alto**, as condições de atendimento energético ao SIN no período 2005-2007 ainda se mantêm em níveis satisfatórios em todos os subsistemas. O risco de qualquer déficit mais elevado observado na região Sul, em 2006, corresponde a déficits de pequena magnitude, que podem ser contornados através da adoção de políticas operativas específicas. Contudo, a partir de 2007, observa-se uma elevação nos riscos de déficit em todas as regiões do SIN, apontando para um equilíbrio entre oferta e demanda neste ano. Em 2008, observam-se riscos de déficit maiores com déficits mais profundos, indicando insuficiência de oferta. Portanto, a concretização de um crescimento mais acelerado do consumo, conforme considerado no Cenário com Mercado Alto, indica a necessidade de expansão adicional da oferta e/ou antecipação da entrada em operação de novos projetos de geração, em relação aos previstos para o Cenário de Referência.

| SUBSISTEMA / ANO |                           | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 |
|------------------|---------------------------|------|------|------|------|
| SE/CO            | PROB (Qualquer Déficit)   | 0,2  | 1,5  | 4,3  | 9,5  |
|                  | PROB (Deficit > 5% Carga) | 0,0  | 0,5  | 0,7  | 2,4  |
| SUL              | PROB (Qualquer Déficit)   | 0,9  | 10,4 | 7,1  | 11,2 |
|                  | PROB (Deficit > 5% Carga) | 0,0  | 0,3  | 0,3  | 1,4  |
| NE               | PROB (Qualquer Déficit)   | 0,7  | 4,8  | 6,2  | 12,5 |
|                  | PROB (Deficit > 5% Carga) | 0,0  | 0,7  | 1,0  | 3,0  |
| N                | PROB (Qualquer Déficit)   | 5,1  | 3,3  | 6,7  | 16,4 |
|                  | PROB (Deficit > 5% Carga) | 1,7  | 0,8  | 1,5  | 3,5  |

O resultado para esse cenário é corroborado pela análise dos custos marginais de operação, que indica equilíbrio entre oferta e mercado em 2007 e necessidade de expansão adicional em 2008.

- c) Em ambos os cenários, **de Referência e Mercado Alto**, observa-se que as condições de atendimento, em 2008, são comparativamente piores nas regiões Nordeste e Norte do que nas demais regiões. A oferta adicional para garantir o suprimento com confiabilidade e segurança a essas regiões poderia contemplar geração local ou a ampliação de troncos de transmissão que interligam subsistemas, em função da atratividade econômica destes projetos. Deve-se, no entanto, monitorar o crescimento do mercado, em especial aquele projetado para a região Norte em 2008 (cerca de 1.000 MWmed, adicionais em relação à carga projetada para 2007, para o Cenário de Referência), que influencia profundamente na determinação das condições de atendimento ao SIN.
- d) Cabe ressaltar, ainda, que a análise das condições de atendimento para o último ano do período, no caso 2008, é fortemente influenciada pelos anos subseqüentes, em especial no que diz respeito à expansão da oferta e às projeções de mercado, já que os projetos programados para entrar em operação a partir de 2009 têm influência na determinação da política operativa para os anos imediatamente precedentes. Por este motivo, as conclusões para este ano devem ser monitoradas constantemente, conforme estabelecido nos Procedimentos de Rede, inclusive como subsídio para avaliações no âmbito do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE.
- e) Os resultados de riscos de déficit aqui apresentados são fortemente influenciados tanto pela conjuntura vigente, caracterizada pelos níveis de armazenamento e pelas afluências passadas, como pela estrutura de oferta e demanda considerada. Entretanto, o ONS acompanha permanentemente a realização dessas premissas, reavaliando as condições de atendimento ao SIN quadrimestralmente, conforme estabelecido nos Procedimentos de Rede, ou mesmo excepcionalmente, em caso de ocorrência de fatos relevantes.

- f) Para o **Cenário de Referência**, os custos marginais de operação (CMO) médios anuais para o período 2004-2008, para todas as regiões do SIN são inferiores ao Valor Normativo (VN) da fonte competitiva, conforme indicado na Figura 16, página 37, sendo a Oferta de Referência considerada suficiente, em termos estruturais, para o atendimento ao Mercado de Referência nessas regiões. Cabe ressaltar que, em 2008, já observa-se uma tendência de equilíbrio entre oferta e mercado nesses subsistemas.
- g) Ao se considerar o **Cenário com Mercado Alto**, ter-se-ia em 2008 valores de CMOs **bastante superiores ao VN em todas as regiões do SIN** (vide Figura 17, página 37). Desta forma, poder-se-ia afirmar que para a hipótese de concretização de um crescimento médio do consumo nos níveis admitidos para o Mercado Alto, o equilíbrio entre oferta e mercado já seria atingido em 2007. Portanto, a partir 2008 seria necessária a agregação de oferta adicional em relação ao Cenário de Referência, seja pela antecipação da entrada em operação de empreendimentos programados para após o quinquênio, seja através de projetos previstos para o quinquênio e que hoje ainda apresentem impedimentos de alguma ordem para entrar em operação nas datas previstas, ou mesmo pela inclusão de novos empreendimentos.

## **3.2 Conclusões da Avaliação com Séries Históricas**

### **3.2.1 Déficits Esperados**

Para prover uma referência às análises com séries sintéticas, foi também analisada a possibilidade de ocorrência de déficits para o Cenário de Referência, considerando-se a repetição para o quinquênio 2004 – 2008 de cada uma das seqüências de 5 anos registradas no histórico 1931 – 2001, de forma a avaliar as condições de atendimento para a hipótese de repetição do período crítico do SIN nos próximos 4 anos (vide Quadros 13 a 16, páginas 44 e 45).

- a) As avaliações não indicam déficits para o biênio 2005 – 2006, mesmo na ocorrência do biênio mais crítico do histórico para as regiões Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste. Já as regiões Sul e Norte apresentam déficits de pequena magnitude, em 2005 e 2006, que podem ser desconsiderados.
- b) No ano de 2007, observam-se déficits de pequena magnitude em todos os subsistemas, sendo que o maior deles corresponde a 1,3% da carga (413 MWmed) do Subsistema Norte no caso de repetição do histórico de 1955.
- c) Cabe ressaltar que os déficits observados no período 2005-2007, por serem de pequena monta, poderiam ser eliminados através de políticas de

intercâmbio específicas, caso não haja coincidência de condições desfavoráveis nos subsistemas, além do despacho de geração térmica.

- d) Em 2008, os níveis de déficit se elevam em relação aos demais anos do período 2005-2007, observando-se déficits mais significativos para todos os subsistemas.

Em resumo, os déficits de energia observados na análise com séries históricas corroboram os resultados obtidos a partir da análise com séries sintéticas, uma vez que todos os déficits observados no período 2005–2007 apresentam pequena magnitude, podendo ser atendidos com políticas operativas específicas. Conforme já observado anteriormente, especial atenção deve ser dedicada à análise do ano 2008.

### **3.2.2 Evolução dos Níveis de Armazenamento do Sistema**

A permanência dos armazenamentos em 30/11/04, obtida a partir de simulações a usinas individualizadas utilizando-se o registro histórico de aflúncias, permite concluir que é nula a probabilidade do nível de armazenamento ser inferior a 50% nas regiões Sudeste/Centro-Oeste, Sul e Nordeste (vide Figuras 18 a 20, páginas 41 e 42). Portanto, para a hipótese de repetição de qualquer uma das séries do histórico, o armazenamento seria superior à Curva de Aversão ao Risco (20%, para as regiões SE/CO, 25%, para a região Sul, e 15%, para a região NE).

### **3.3 Atendimento à Demanda Máxima do SIN**

Não há risco de não atendimento à ponta do sistema para o período setembro/2004 a dezembro/2008, pois foram verificadas folgas, além daquela destinada à reserva de potência. Conseqüentemente, não seria necessária a adequação dos cronogramas de manutenção de unidades geradoras por motivos de atendimento à ponta sistêmica. Observa-se que menor folga encontrada foi de 3.230 MW (6% da carga) para o S/SE/CO e 2.181 MW (14% da carga) para o N/NE, em 2008, conforme indicado no Quadro 17, página 44. Quanto aos intercâmbios inter-regionais, apenas ao final do ano de 2008 observou-se a necessidade de utilização de intercâmbios da região Norte para a região Nordeste no período de outubro a dezembro, e também da região Sul para a região Sudeste/Centro-Oeste, especificamente para os meses de agosto a outubro, sem entretanto acarretar déficit de ponta em nenhuma região. Os intercâmbios entre as macro-regiões S/SE/CO e N/NE não chegaram a ser utilizados, o que representa um recurso extra no caso de ocorrência de cargas acima do previsto ou de indisponibilidades não programadas.

Ressalta-se que a avaliação do atendimento à ponta tem característica sistêmica, não levando em conta restrições de transmissão internas aos subsistemas.

## **4 Aspectos Metodológicos**

As avaliações das condições de atendimento são efetuadas com base em simulações com o Modelo NEWAVE em consonância com o Módulo 7 dos Procedimentos de Rede do ONS - Planejamento da Operação Energética - e as diretrizes oriundas da Resolução 109 da GCE. Cabe observar que foram consideradas as Curvas de Aversão ao Risco internas ao modelo, em atendimento ao Ofício SRG-ANEEL N° 10/2004.

Os riscos de déficit e custos marginais de operação foram determinados empregando-se um conjunto de 2000 séries sintéticas de energias afluentes. Este conjunto de séries é gerado internamente no Modelo NEWAVE com base no registro histórico de afluências, preservando-se as características estatísticas da amostra do histórico. O risco de qualquer déficit em uma região, num determinado ano, corresponde à razão entre o número de séries sintéticas para as quais se observou déficit de qualquer profundidade nesta região, nesse ano, e o número total de séries sintéticas simuladas, no caso 2000 séries.

Para o cálculo dos riscos de déficit adotou-se, como condição inicial, os níveis de armazenamento dos reservatórios em 31 de agosto de 2004. Já o CMO apresentado neste Sumário não levou em conta as condições iniciais, de forma a permitir avaliar o equilíbrio entre oferta e demanda no quinquênio, independentemente da conjuntura presente.

Além disso, também foi avaliada a ocorrência de déficits ao se simular o sistema empregando séries históricas de afluências, repetindo-se para o quinquênio 2004-2008 cada uma das seqüências de 5 anos registradas no histórico 1931-2001. Cabe ressaltar que esta análise abrange a repetição do período crítico do SIN ao longo do horizonte 2004-2008.

São consideradas nas simulações as restrições elétricas que limitam o intercâmbio entre subsistemas, as restrições hidráulicas e de uso múltiplo da água e os volumes de espera que condicionam a operação dos reservatórios.

## 5 Premissas Adotadas

Nos itens que seguem são apresentados os principais dados e premissas utilizados na elaboração da 2ª Revisão Quadrimestral do Planejamento Anual para 2004, englobando as condições iniciais de armazenamento, o mercado de energia elétrica, a configuração futura do parque gerador e das interligações entre subsistemas e as premissas de restrição de disponibilidade de gás e energia. Por fim, é apresentada também uma comparação entre o Plano 2004 e suas 1ª e 2ª Revisões Quadrimestrais para os cenários de oferta e de mercado considerados.

### 5.1 Condições Iniciais de Armazenamento

As avaliações energéticas levam em conta a situação dos reservatórios em 31/08/2004, constantes do Quadro 4:

**Quadro 4 - Energia Armazenada no SIN**

| <b>ENERGIA ARMAZENADA</b> | <b>31/08/2004</b>       |
|---------------------------|-------------------------|
| Sudeste/Centro-Oeste      | 75,2% EA <sub>MAX</sub> |
| Sul                       | 68,0% EA <sub>MAX</sub> |
| Nordeste                  | 82,6% EA <sub>MAX</sub> |
| Norte                     | 68,9% EA <sub>MAX</sub> |
| Tucuruí                   | 74,6% EA <sub>MAX</sub> |

### 5.2 Expansão da Oferta

#### 5.2.1 Evolução da Potência Instalada

##### Oferta de Referência

O programa de expansão da oferta de geração e de transmissão foi estabelecido com base na Resolução GCE 109 e no cronograma de obras de geração e sistemas de transmissão para os próximos cinco anos, indicado pela ANEEL. A observância dos princípios constantes da referida resolução implica numa hipótese conservadora de concretização de projetos de geração no período 2004-2008, na medida em que leva em conta somente projetos com construção iniciada e aqueles que não possuem impedimentos de nenhuma natureza para a entrada em operação nas datas previstas.

Neste Cenário de Oferta de Referência, consideram-se as restrições de disponibilidade de gás na região Nordeste, em conformidade com as diretrizes da Resolução Normativa da ANEEL N° 040, de 28 de janeiro de 2004, e dos Ofícios N° 065/2004 e N° 167/2004 - SRG/ANEEL, descritas no item 5.5 deste Sumário.

Com base nessas premissas, prevê-se uma evolução da capacidade instalada total no SIN de 79.123 MW em 31/08/2004 para 86.087 MW ao final de 2008. A participação termoelétrica, que é de cerca de 15,6% em 31/08/2004, reduzirá para cerca de 14% no final de 2008, conforme Quadros 5 e 6. Esta redução é devida, principalmente, ao término dos contratos de energia emergencial e às premissas da Resolução GCE 109, que prevê a consideração de projetos termoelétricos no final do período no caso em que os custos marginais de operação são superiores ao valor normativo.

No Quadro 5, pode-se visualizar a evolução da potência incremental por tipo de fonte de geração. Observa-se que até 31/08/2004, apenas 1.708 MW do acréscimo da potência instalada prevista para 2004 entrou em operação efetivamente. Além disso, destaca-se a descontração de cerca de 72 MW do programa de energia emergencial em 2004, correspondente à transferência para Manaus das UTEs Aquiraz, Cagece, Coluna, Maranguape, Pacajus e Paraipaba. O encerramento do programa de energia emergencial, a partir de dezembro de 2004 até dezembro de 2005, contribui com uma redução total de 1.702 MW na potência instalada do SIN.

**Quadro 5 - Acréscimo Anual da Potência Disponível no SIN (MW)**

| TIPO                   | 3º quadr. 2004 | 2004         | 2005         | 2006         | 2007       | 2008      | Total        |
|------------------------|----------------|--------------|--------------|--------------|------------|-----------|--------------|
| Hidráulica             | 1.079          | 1.559        | 1.952        | 2.677        | 510        | 70        | 6.768        |
| Térmica PPT            | 571            | 2.246        | 971          | 247          | 0          | 0         | 3.464        |
| Térmica Emergencial    | 0              | -72          | -917         | -785         | 0          | 0         | -1.774       |
| Térmica Outras         | 58             | -214         | -168         | 0            | 0          | 0         | -382         |
| Nuclear                | 0              | 0            | 0            | 0            | 0          | 0         | 0            |
| Itaipu Brasil          | 0              | 0            | 0            | 700          | 0          | 0         | 700          |
| <b>Total Brasil</b>    | <b>1708</b>    | <b>3.519</b> | <b>1.838</b> | <b>2.839</b> | <b>510</b> | <b>70</b> | <b>8.776</b> |
| Itaipu Paraguai        | 0              | -30          | -390         | 679          | -21        | -21       | 217          |
| Importação Argentina   | 0              | 0            | 0            | 0            | 0          | 0         | 0            |
| <b>Total disp. SIN</b> | <b>1708</b>    | <b>3.489</b> | <b>1.448</b> | <b>3.518</b> | <b>489</b> | <b>49</b> | <b>8.993</b> |

Obs.: (1) O valor negativo em "Térmica Outras" deve-se à saída de Santa Cruz (óleo diesel) convertida para "Térmica PPT" Santa Cruz Nova;

(2) O acréscimo da oferta de Itaipu-Paraguai varia em função do consumo da ANDE;

(3) Os valores negativos em "Térmica Emergencial" representam o término da contratação de energia emergencial.

Da análise deste quadro, pode-se depreender que cerca de 94% da oferta total do período 2004-2008 deverá se realizar no período 2004-2006. No biênio 2007-2008, ter-se-iam somente 580 MW de oferta adicionados ao SIN.

O Quadro 6 apresenta a evolução da potência disponível total do SIN no período 2004-2008, por ano e por fonte de geração.

**Quadro 6 – Evolução da Potência Disponível (MW) – SIN**

| <b>TIPO</b>            | <b>3º quadr. 2004</b> | <b>2004</b>   | <b>2005</b>   | <b>2006</b>   | <b>2007</b>   | <b>2008</b>   |
|------------------------|-----------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Hidráulica             | 60.494                | 61.573        | 63.525        | 66.201        | 66.711        | 66.781        |
| Térmica PPT            | 4.300                 | 4.871         | 5.842         | 6.089         | 6.089         | 6.089         |
| Térmica Emergencial    | 1.702                 | 1.702         | 785           | 0             | 0             | 0             |
| Térmica Outras         | 4.320                 | 4.378         | 4.210         | 4.210         | 4.210         | 4.210         |
| Nuclear                | 2.007                 | 2.007         | 2.007         | 2.007         | 2.007         | 2.007         |
| Itaipu Brasil          | 6.300                 | 6.300         | 6.300         | 7.000         | 7.000         | 7.000         |
| <b>Cap. Inst. SIN</b>  | <b>79.123</b>         | <b>80.831</b> | <b>82.669</b> | <b>85.507</b> | <b>86.017</b> | <b>86.087</b> |
| Itaipu Paraguai        | 5.870                 | 5.870         | 5.480         | 6.159         | 6.138         | 6.117         |
| Importação Argentina   | 2.178                 | 2.178         | 2.178         | 2.178         | 2.178         | 2.178         |
| <b>Total disp. SIN</b> | <b>87.171</b>         | <b>88.879</b> | <b>90.327</b> | <b>93.844</b> | <b>94.333</b> | <b>94.382</b> |

O programa detalhado de expansão da geração, por aproveitamento, por ano e por região do SIN, relacionando as datas de entrada em operação das usinas consideradas no período setembro/2004 a dezembro/2008, está detalhado no Anexo I, página 46.

### 5.2.2 Expansão das Interligações Inter-Regionais

No período 2004-2008 foi considerada, em consonância com a Resolução 109 da GCE, a instalação de mais 5.000 km de linhas de transmissão, com reflexos diretos no aumento da confiabilidade e na capacidade de intercâmbio entre os diversos subsistemas do SIN.

Os principais troncos de transmissão, responsáveis pelo acréscimo na capacidade de intercâmbio entre os subsistemas do SIN, estão indicados no Quadro 7.

Os diagramas das Figuras 1 e 2 apresentam os subsistemas e os grandes troncos de interligação, indicando ainda os limites de intercâmbio proporcionados pelo conjunto de obras assinaladas no Quadro 7.

A expansão da capacidade das interligações propicia a transferência de grandes blocos de energia entre os subsistemas, permitindo que o ONS, através da ope-

ração integrada do SIN, explore a diversidade hidrológica entre regiões, resultando em ganhos sinérgicos consideráveis e aumento da confiabilidade.

Quadro 7 – Principais Troncos de Transmissão

| INTERLIGAÇÃO                                   | ENTRADA OPERAÇÃO | INTERLIGAÇÃO                               | ENTRADA OPERAÇÃO |
|--|------------------|--|------------------|
| <b>SUL/SUDESTE</b>                             |                  | <b>NORTE/SUL</b>                           |                  |
| LT 500 kV Tijuco Preto – Cachoeira Paulista II | Dez/2004         | LT 500 kV Imperatriz – Serra da Mesa III   | 2008             |
| LT 500 kV Machadinho – Campos Novos II         | Jun/2005         | <b>NORTE/NORDESTE</b>                      |                  |
| LT 500 kV Salto Santiago – Ivaiporã II         | 2006             | LT 500 kV Tucuruí – Marabá – Açailândia IV | Jun/2005         |
| LT 500 kV Cascavel do Oeste – Ivaiporã         | 2006             | LT 500 kV Teresina – Sobral - Fortaleza    | 2006             |
| LT 500 kV Londrina-Assis-Araraquara            | 2006             | LT 500kV Colinas – S.J. Piauí              | Set/2006         |
| LT 500 kV Ivaiporã – Londrina 525kV II         | 2006             |  |                  |
| LT 500 kV Campos Novos – Blumenau II           | 2006             |  |                  |
| <b>SUDESTE/NORDESTE</b>                        |                  |  |                  |
| LT 500kV Sapeaçu - Camaçari                    | Ago/2005         |  |                  |

Figura 1 – Interligações Inter-Regionais – Norte / Nordeste / Sudeste

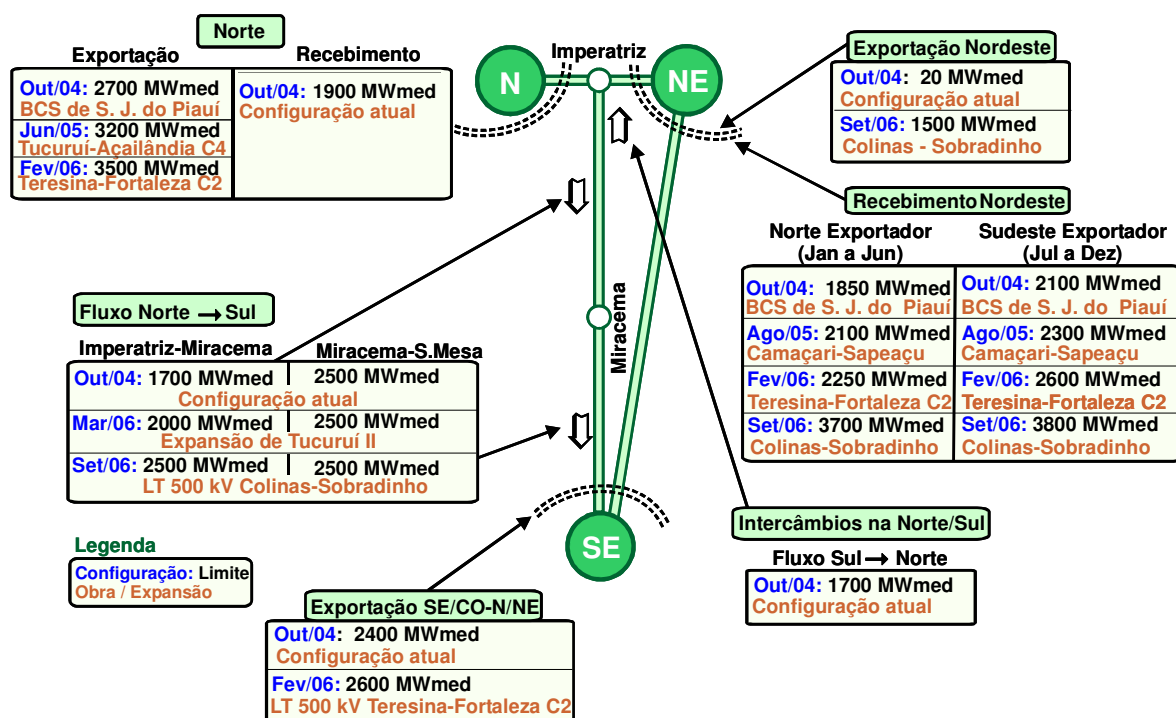
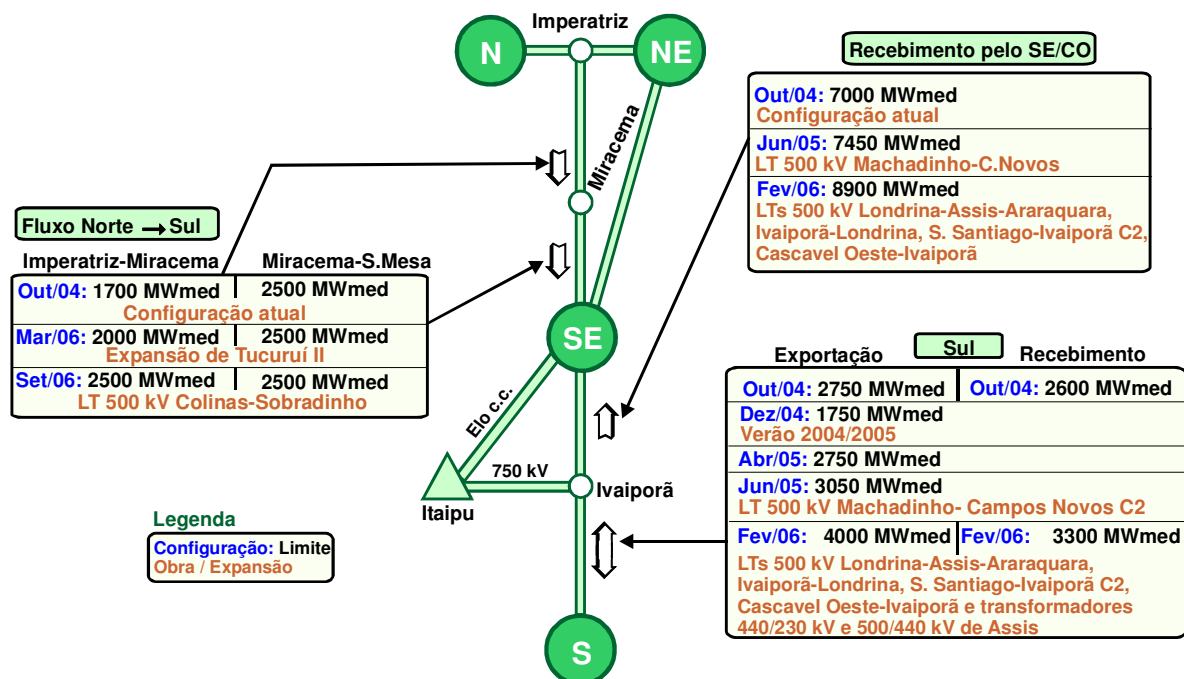


Figura 2 – Interligações Inter-Regionais – Sul / Sudeste / Norte



### 5.3 Interligações com Países Vizinhos

A oferta de energia das interligações com outros países é, principalmente, proveniente dos contratos de importação da Argentina que já se encontram em operação e das compras de energia do Paraguai em 50 Hz.

A primeira etapa, chamada de Argentina 1, consiste na importação de 1.078 MW de potência firme através da conversora de frequência 50Hz / 60Hz em Garabi.

A segunda etapa, chamada de Argentina 2, com as mesmas características da anterior, se dá através da interconexão na subestação de Itá e coloca a disposição do SIN uma oferta adicional de 1.100 MW.

Além dessas interligações com características de compra firme de energia, há interligações de menor porte, como a interligação em Uruguaiana de 50 MW (Brasil / Argentina) e a de Santana do Livramento / Rivera de 70 MW (Brasil / Uruguai), caracterizadas como intercâmbios de otimização, admitindo, portanto, fluxos em ambos os sentidos.

## 5.4 Mercado de Energia Elétrica

Nesta 2ª Revisão Quadrimestral do Planejamento Anual da Operação Energética para 2004, foram adotados um cenário macroeconômico de referência e um cenário alto, elaborados pelo CTEM/CCPE/MME e pelo ONS. Tais cenários resultaram em projeções de mercado de energia que estão apresentadas nos Quadros 8 e 9 a seguir:

**Quadro 8 – Mercado de Referência – Energia (MWmed)**

---

| Ano  | Sudeste | Sul  | Nordeste | Norte | SIN   | Cresc. (%) |
|------|---------|------|----------|-------|-------|------------|
| 2004 | 27087   | 7227 | 6338     | 2982  | 43634 | 4,5%       |
| 2005 | 28422   | 7626 | 6867     | 3089  | 46004 | 5,4%       |
| 2006 | 29587   | 7977 | 7215     | 3302  | 48081 | 4,5%       |
| 2007 | 30919   | 8344 | 7705     | 3451  | 50418 | 4,9%       |
| 2008 | 32403   | 8703 | 8126     | 4375  | 53606 | 6,3%       |

---

Fonte: CTEM/CCPE/MME e ONS

**Quadro 9 – Mercado Alto – Energia (MWmed)**

---

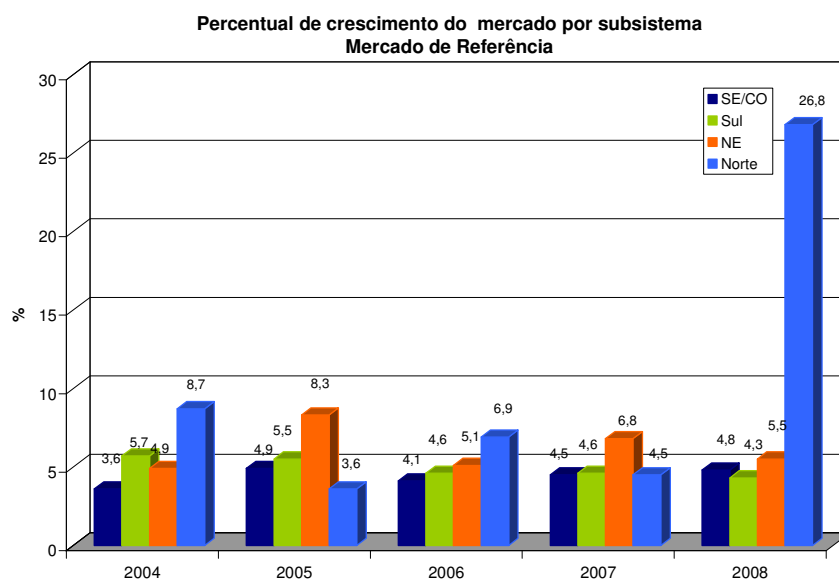
| Ano  | Sudeste | Sul  | Nordeste | Norte | SIN   | Cresc. (%) |
|------|---------|------|----------|-------|-------|------------|
| 2004 | 27257   | 7277 | 6405     | 3000  | 43938 | 5,2%       |
| 2005 | 29216   | 7801 | 7110     | 3174  | 47301 | 7,7%       |
| 2006 | 30714   | 8232 | 7581     | 3336  | 49863 | 5,4%       |
| 2007 | 32591   | 8677 | 8175     | 3520  | 52963 | 6,2%       |
| 2008 | 34546   | 9137 | 8660     | 4681  | 57025 | 7,7%       |

---

Fonte: CTEM/CCPE/MME e ONS

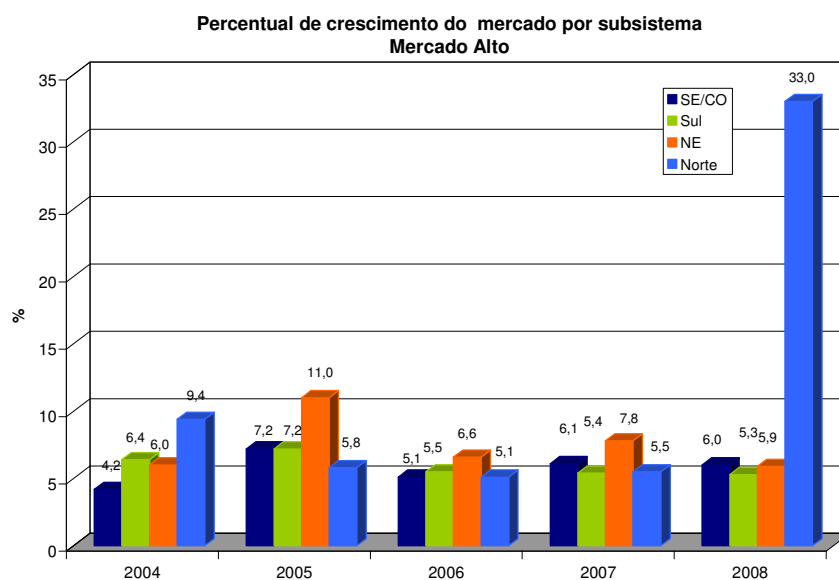
O detalhamento dos índices de crescimento dos mercados de referência e alto, por região, pode ser visualizado nos gráficos a seguir.

**Figura 3 – Crescimento Percentual do Mercado por Subsistema – Mercado de Referência**



Fonte: CTEM/CCPE/MME e ONS

**Figura 4 – Crescimento Percentual do Mercado por Subsistema – Mercado Alto**



Fonte: CTEM/CCPE/MME e ONS

Associado ao Cenário de Referência, supõe-se um crescimento do PIB de 3,6% em 2004. Para os anos de 2005 a 2008, foram utilizadas as hipóteses de crescimento econômico médio de 4,1%, resultando em uma taxa equivalente de cres-

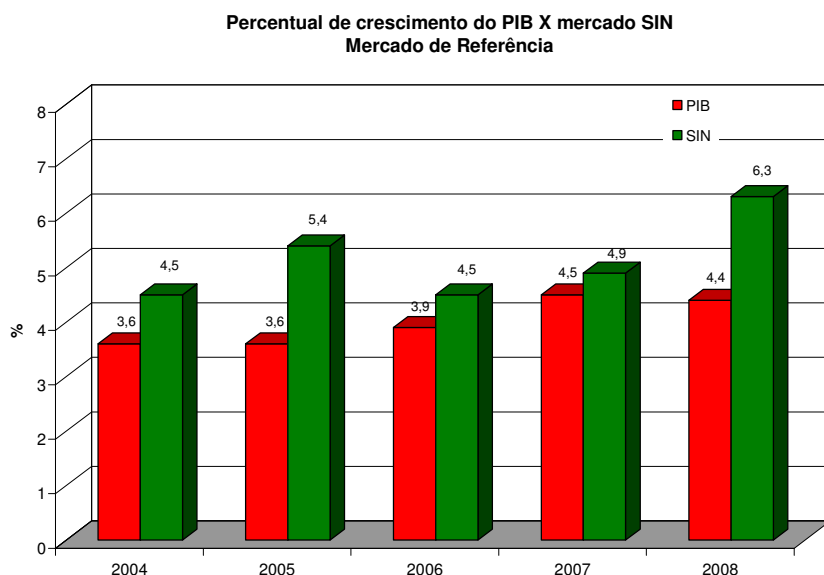
cimento do mercado de 5,1% ao ano. Entre 2007 e 2008, observa-se um crescimento significativo do mercado do Subsistema Norte, que é devido à ampliação de plantas industriais e a entrada de novos consumidores eletrointensivos (Mineração Onça Puma Ltda.) ao longo do ano de 2008, de acordo com previsão do CTEM/CCPE/MME. No entanto, indicações preliminares já apontam para postergação de entrada destas novas cargas desta região para após 2008.

As premissas consideradas pelo CTEM/CCPE/MME e ONS para projeção do Cenário com Mercado Alto tiveram como base hipótese de crescimento do PIB de 4,3% em 2004. Para o período 2005-2008, foi utilizada a hipótese de crescimento econômico médio de 4,9%.

As projeções de mercado alto consideram hipótese de crescimento mais acelerado dos níveis de consumo determinado por hipóteses econômicas mais otimistas, resultando num crescimento equivalente anual do mercado de 6,4% para o período 2004-2008.

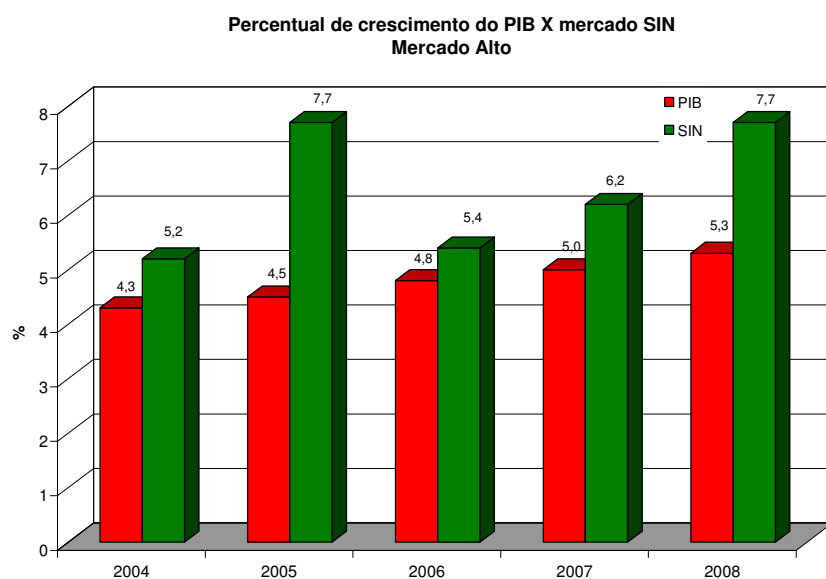
Nos gráficos que seguem apresenta-se a evolução comparativa entre as projeções de crescimento do PIB e do mercado do SIN no período 2004-2008, para os dois cenários considerados.

**Figura 5 – Percentuais de Crescimento do PIB e Mercado SIN – Mercado de Referência**



Fonte: CTEM/CCPE/MME e ONS

Figura 6 – Percentuais de Crescimento do PIB e Mercado SIN – Mercado Alto



Fonte: CTEM/CCPE/MME e ONS

## 5.5 Restrições de Gás no Nordeste

Em função da restrição de disponibilidade de gás no Nordeste no período 2004-2007, foram consideradas as diretrizes da Resolução Normativa da ANEEL Nº 40, de 28 de janeiro de 2004, e dos Ofícios Nº 065/2004 Nº 167/2004 - SRG/ANEEL. Segundo essa resolução, a disponibilidade de geração na região Nordeste deverá ser alocada por ordem de mérito de preço das usinas das áreas de atendimento Bahia e Ceará/Pernambuco, aplicadas às unidades geradoras em operação comercial, considerando as limitações de geração informadas pelos Agentes.

Os dados necessários para alocação de geração por ordem de mérito e a alocação de potência disponível para esta região estão detalhados no relatório completo do Planejamento Anual da Operação Energética - Ano 2004 - 2ª Revisão Quadrimestral.

## 5.6 Comparação com o Plano Anual 2004 e 1ª e 2ª Revisões Quadrimestrais

Neste item, apresenta-se uma comparação das premissas de oferta e de mercado utilizadas quando da elaboração do Planejamento Anual da Operação Ener-

gética para 2004, ao final de 2003, da 1ª Revisão Quadrimestral e desta 2ª Revisão Quadrimestral.

#### **Com relação ao Mercado:**

O Quadro 10 apresenta uma comparação entre o mercado de energia utilizada no ciclo anual 2004, em termos agregados para SIN. Constata-se que, para o Cenário de Referência de Mercado, em 2004, houve um ligeiro decréscimo de mercado entre as projeções para o Plano 2004, a 1ª Revisão Quadrimestral e esta 2ª Revisão Quadrimestral. Tal decréscimo é decorrente dos valores verificados de carga entre janeiro e julho/2004. No período 2005-2008, as projeções de mercado para a 2ª Revisão Quadrimestral se mantiveram próximas às da 1ª Revisão Quadrimestral, apresentando um acréscimo médio anual em torno de 283 MW-med em relação às previsões para o Plano 2004. Estas variações estão concentradas praticamente na região Sudeste/Centro-Oeste, não havendo variações significativas nas demais regiões do SIN.

Em relação ao Cenário com Mercado Alto, em 2004 observa-se uma redução de mercado de 465 MWmed e 295 MWmed em relação à previsão para o Plano 2004 e para a 1ª Revisão Quadrimestral, respectivamente. No restante do período, a carga de energia se mantém bem próxima da prevista para esse mercado no Plano 2004 e na 1ª Revisão Quadrimestral.

Destaque-se ainda que não houve alteração de premissas com relação às perspectivas de evolução do PIB associado ao cenário de crescimento do mercado de referência entre o Plano 2004, a 1ª Revisão Quadrimestral e a 2ª Revisão Quadrimestral. A taxa equivalente de crescimento foi mantida igual a 5,1% ao ano. Para o Cenário com Mercado Alto, também não houve alteração de premissas de taxa de crescimento médio anual do PIB.

**Quadro 10 – Comparação de premissas de mercado (Plano x 1ª Revisão x 2ª Revisão) - SIN**

| Cenário de Referência |                     |                |                |                           |                      |                           |
|-----------------------|---------------------|----------------|----------------|---------------------------|----------------------|---------------------------|
|                       | Plano 2004<br>MWmed | Rev 1<br>MWmed | Rev 2<br>MWmed | Rev 1-Plano 2004<br>MWmed | Rev 2-Rev 1<br>MWmed | Rev 2-Plano 2004<br>MWmed |
| 2004                  | 43704               | 43763          | 43634          | 59                        | -129                 | -70                       |
| 2005                  | 45773               | 45959          | 46004          | 186                       | 45                   | 231                       |
| 2006                  | 47832               | 48032          | 48081          | 200                       | 49                   | 249                       |
| 2007                  | 50116               | 50367          | 50418          | 251                       | 51                   | 302                       |
| 2008                  | 53255               | 53543          | 53606          | 288                       | 63                   | 351                       |

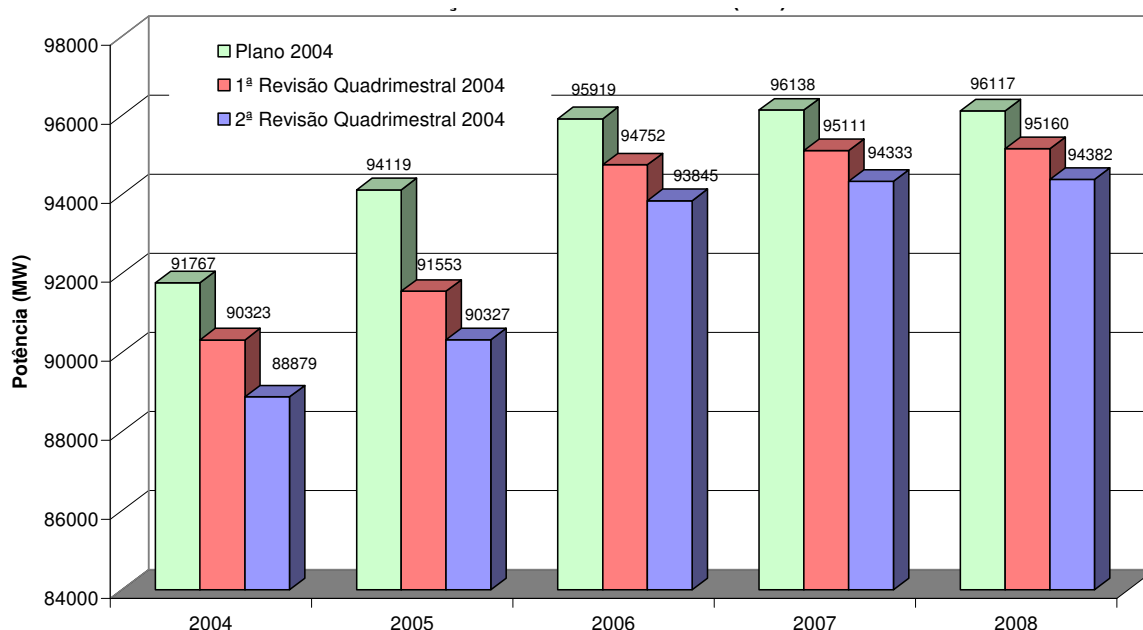
  

| Cenário Alto |                     |                |               |                           |                      |                           |
|--------------|---------------------|----------------|---------------|---------------------------|----------------------|---------------------------|
|              | Plano 2004<br>MWmed | Rev 1<br>MWmed | Rev2<br>MWmed | Rev 1-Plano 2004<br>MWmed | Rev 2-Rev 1<br>MWmed | Rev 2-Plano 2004<br>MWmed |
| 2004         | 44403               | 44233          | 43938         | -170                      | -295                 | -465                      |
| 2005         | 47283               | 47283          | 47301         | 0                         | 18                   | 18                        |
| 2006         | 49845               | 49845          | 49863         | 0                         | 18                   | 18                        |
| 2007         | 52902               | 52944          | 52963         | 42                        | 19                   | 61                        |
| 2008         | 56924               | 57000          | 57025         | 76                        | 25                   | 101                       |

**Com relação à Expansão da Oferta:**

A Figura 7 compara a evolução da potência disponível no SIN prevista na elaboração do Plano 2004, da 1ª Revisão Quadrimestral e nesta 2ª Revisão Quadrimestral do Planejamento Anual da Operação Energética.

**Figura 7 – Comparação da Evolução da Potência Disponível (Plano 2004 x 1ª Revisão x 2ª Revisão) - SIN**



Observa-se uma redução na potência disponível prevista para o quinquênio 2004–2008, principalmente no triênio 2004-2006, entre o Plano 2004, a 1ª Revisão Quadrimestral e esta 2ª Revisão Quadrimestral. Nesta última, em 2004, esta diferença é decorrente da retirada da Oferta de Referência da UHE Aimorés, de uma unidade geradora da UHE Itapebi, da UTE Nova Piratininga, de parte da UTE Fafen, de uma unidade geradora da UTE Santa Cruz Nova e da transferência para Manaus de 72 MW de usinas emergenciais, totalizando uma redução de 1.236 MW nesse ano. No período 2005-2008, há ainda a retirada da Oferta de Referência da UHE Santa Clara PR, da UHE Corumbá IV, da UTE Santa Cruz Nova (vapor) e 1.702 MW referentes à desconstrução das usinas térmicas emergenciais. No entanto, a redução de potência instalada, no período, é amenizada pela entrada na configuração da UTE Termorio (Blocos II e III e vapor), da UTE Santa Cruz Nova (unidade 1) e da UHE Castro Alves, que segundo relatório de fiscalização da ANEEL, não apresentam impedimentos para entrada em operação.

## 6 **Análise das Condições de Atendimento**

Nesta 2ª Revisão Quadrimestral do Planejamento Anual da Operação Energética para 2004 são analisadas as condições de atendimento para os dois cenários de oferta e mercado considerados, em função dos riscos anuais de não atendimento à carga, utilizando-se séries sintéticas e históricas, e dos Custos Marginais de Operação – CMOs, utilizando-se séries sintéticas. Complementarmente, também é analisada a evolução dos níveis de armazenamento do sistema com séries históricas de vazões e é feita uma avaliação do atendimento à demanda máxima do SIN.

### 6.1 **Riscos de Déficit**

A análise das condições de atendimento ao SIN deve ser feita levando-se em consideração o risco de não atendimento ao mercado, o qual depende principalmente da aleatoriedade das vazões naturais afluentes, dos níveis de armazenamento iniciais dos subsistemas, das incertezas nas previsões de mercado, da indisponibilidade de equipamentos e de eventuais atrasos nos programas de obras de geração e transmissão.

Na prática atual de análise do SIN, utilizam-se modelos de simulação que apresentam, dentre outros resultados, o risco de não atendimento à carga. Esse risco, associado a um determinado período de tempo, por exemplo, 1 ano, é obtido através da relação entre o número de séries hidrológicas com pelo menos um déficit no período e o número total de séries analisadas, utilizando-se, para tanto, 2000 séries sintéticas de energias afluentes.

Nas análises de riscos de déficit também são apresentadas estatísticas correspondentes a profundidades. Estas estatísticas devem ser interpretadas como sendo a probabilidade do déficit médio anual ser superior a 5% e 10% da carga média anual, respectivamente.

**Considerando-se o Cenário de Referência**, os riscos de qualquer déficit, apresentados no Quadro 11, são inferiores a 3,4% no Subsistema Sudeste/Centro-Oeste para todo o período 2005-2008. O Subsistema Sul apresenta riscos de qualquer déficit inferiores a 3,2% em todo o período 2005-2008, exceto para o ano de 2006 quando o risco para qualquer déficit é igual a 8,4%. Contudo, esse risco não é significativo, uma vez que a probabilidade de déficit médio anual ser maior que 5% para esse subsistema, nesse ano, é de somente 0,2%.

O Subsistema Nordeste apresenta riscos de qualquer déficit inferiores a 3,6% no período 2005-2007. Em 2008, observa-se a elevação do risco de qualquer déficit para 8,9%, sendo que a probabilidade do déficit médio anual ser maior do que 5% da carga, neste ano, é igual a 1%.

Os riscos de qualquer déficit e de déficit médio anual ser maior do que 5% da carga na região Norte apresentam comportamento similar ao observado na região Nordeste. O risco de déficit em 2005 também não tem significância, devendo ser desconsiderado em função de sua pouca profundidade.

**Quadro 11 - Riscos de Déficit (%) – Cenário de Referência**

| SUBSISTEMA / ANO            | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 |
|-----------------------------|------|------|------|------|
| <b>SUDESTE/CENTRO-OESTE</b> |      |      |      |      |
| PROB (Qualquer Déficit)     | 0,1  | 0,8  | 1,5  | 3,4  |
| PROB (Déficit > 5% Carga)   | 0,0  | 0,3  | 0,4  | 1,1  |
| PROB (Déficit > 10% Carga)  | 0,0  | 0,1  | 0,2  | 0,3  |
| <b>SUL</b>                  |      |      |      |      |
| PROB (Qualquer Déficit)     | 0,4  | 8,4  | 1,3  | 3,2  |
| PROB (Déficit > 5% Carga)   | 0,0  | 0,2  | 0,2  | 0,3  |
| PROB (Déficit > 10% Carga)  | 0,0  | 0,0  | 0,2  | 0,1  |
| <b>NORDESTE</b>             |      |      |      |      |
| PROB (Qualquer Déficit)     | 0,4  | 2,9  | 3,6  | 8,9  |
| PROB (Déficit > 5% Carga)   | 0,0  | 0,3  | 0,5  | 1,0  |
| PROB (Déficit > 10% Carga)  | 0,0  | 0,2  | 0,2  | 0,2  |
| <b>NORTE</b>                |      |      |      |      |
| PROB (Qualquer Déficit)     | 4,5  | 2,9  | 3,5  | 5,9  |
| PROB (Déficit > 5% Carga)   | 1,0  | 0,6  | 1,0  | 1,8  |
| PROB (Déficit > 10% Carga)  | 0,5  | 0,2  | 0,6  | 0,6  |

A análise dos resultados apresentados no Quadro 11 permite observar uma clara tendência de elevação dos riscos de déficit em 2008, caracterizando uma tendência de equilíbrio entre oferta e demanda no final do quinquênio, especialmente nas regiões Nordeste e Norte, conforme poderá ser constatado mais adiante quando da análise dos custos marginais de operação.

As Figuras 8 a 11 contêm, a título ilustrativo, a curva de distribuição dos déficits da região Sul em 2006, da região Nordeste em 2008 e da região Norte em 2005 e 2008, correspondendo, respectivamente, aos anos para os quais observam-se os maiores valores de risco de qualquer déficit nessas regiões.

No ano 2006, observa-se no Subsistema Sul que 167 das 2000 simuladas levaram a déficits, independentemente da profundidade, correspondendo a um risco de 8,4%. No entanto, examinando-se a Figura 8 pode-se constatar que destas 167 séries, 154 correspondem a déficits médios anuais de profundidade inferior a

1% da carga média anual, ou seja, somente em 13 das 2000 séries o déficit médio anual seria superior a 80 MWmed. Desta forma, pode-se afirmar que este risco não tem conseqüências para a operação segura do SIN.

Para o Subsistema Nordeste, analisando a Figura 9, observa-se que, em 2008, 177 em 2000 séries levariam a déficits, correspondendo a um risco de 8,9%, independentemente da profundidade dos déficits. Contudo, neste caso, já se observam riscos de déficit mais profundos com maior freqüência.

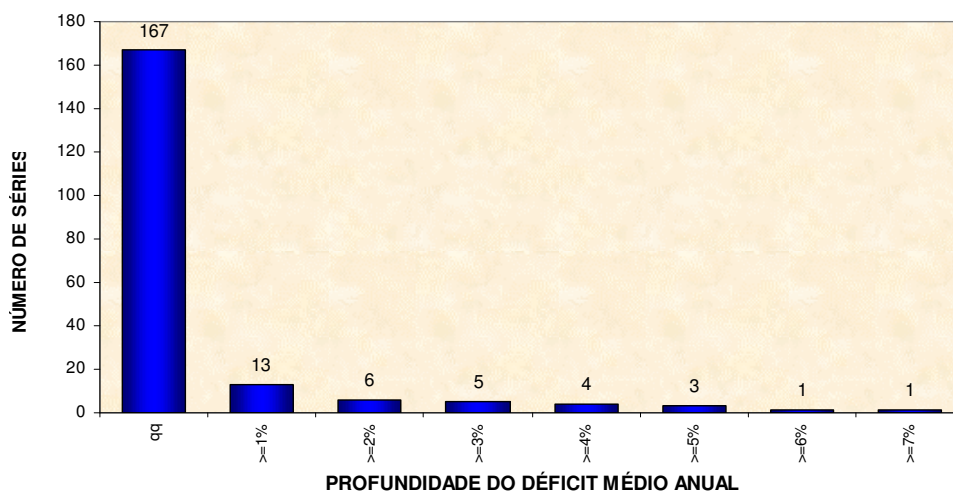
Para o Subsistema Norte, conforme Figura 10, no ano de 2005, 89 das 2000 séries apresentam déficits de qualquer profundidade, correspondendo a um risco de 4,5%. Contudo, apenas 19 dessas séries apresentam déficits superiores a 5% da carga, desqualificando o risco de déficit neste ano.

Em 2008, analisando-se a Figura 11, observa-se comportamento similar ao observado neste mesmo ano no subsistema Nordeste, pois 117 das 2000 séries levaram a déficits, correspondendo a um risco de 5,9%.

Cabe destacar que os riscos de déficit mais elevados verificados nas regiões Nordeste e Norte em 2008 são conseqüência direta do aumento previsto de carga para a região Norte, da ordem de 1.000 MWmed, devido a cargas eletrointensivas. De toda forma, já há indicações de que estas novas cargas da região Norte só devem se concretizar após 2008, o que representará uma redução do risco de déficit no Nordeste e Norte em 2008.

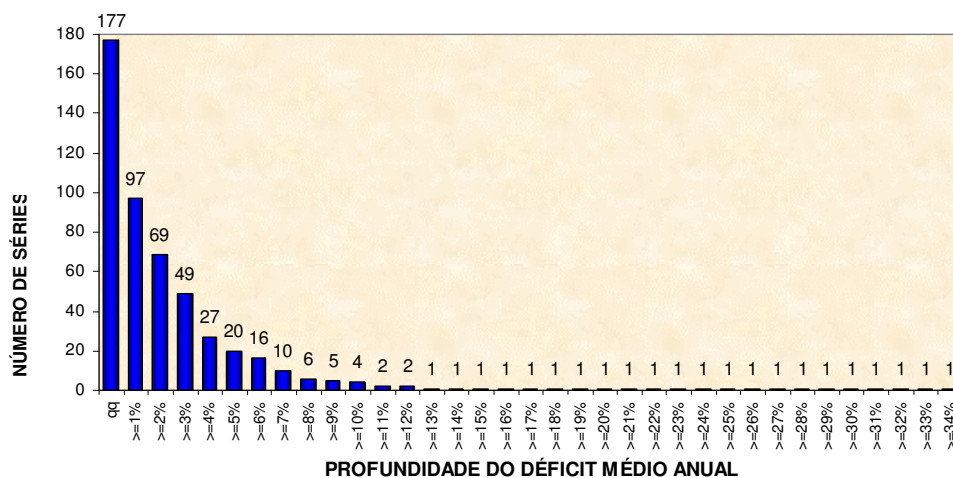
Portanto, analisando-se esses resultados, conclui-se que não há risco efetivo de ocorrência de déficits em nenhum dos Subsistemas no período 2005-2007, dada a pouca magnitude dos déficits observados, que poderiam ser facilmente evitados com políticas operativas específicas para este fim. Com relação a 2008, conforme já destacado, há uma tendência de equilíbrio entre oferta e demanda.

**Figura 8 – Distribuição dos Déficit – Sul 2006 – Cenário de Referência**



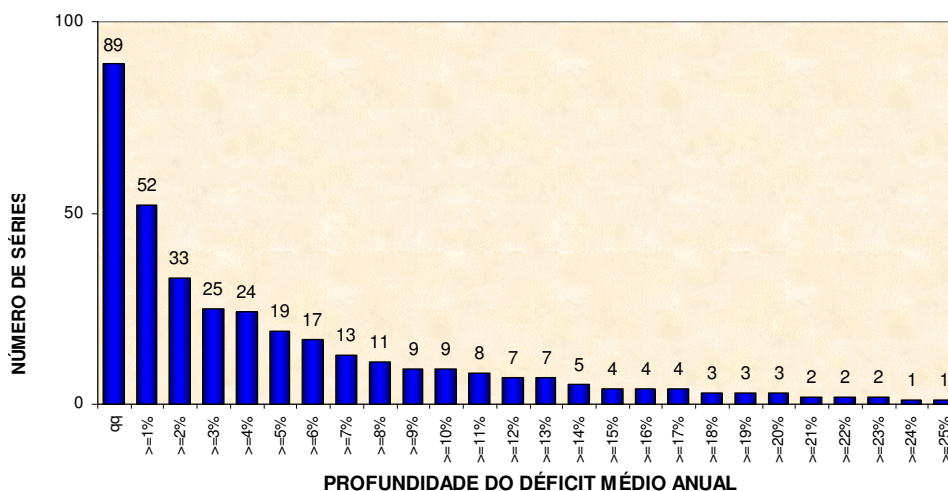
| % da Carga | 1% | 2%  | 3%  | 4%  | 5%  | 6%  | 7%  |
|------------|----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| MWmed      | 80 | 160 | 239 | 319 | 399 | 479 | 558 |

**Figura 9 – Distribuição dos Déficit – Nordeste 2008 – Cenário de Referência**



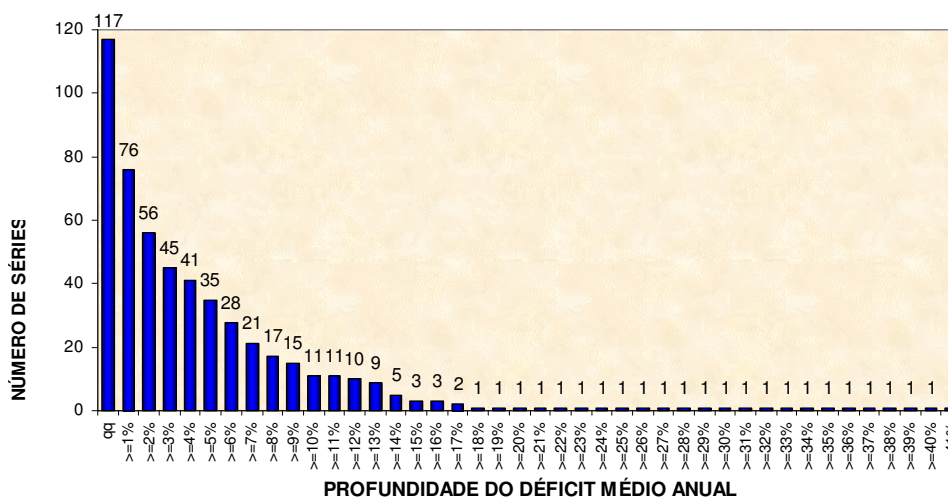
|            |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |
|------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| % da Carga | 1%   | 2%   | 3%   | 4%   | 5%   | 6%   | 7%   | 8%   | 9%   | 10%  | 11%  | 12%  | 13%  | 14%  | 15%  | 16%  | 17%  |
| MWmed      | 81   | 163  | 244  | 325  | 406  | 488  | 569  | 650  | 731  | 813  | 894  | 975  | 1056 | 1138 | 1219 | 1300 | 1381 |
| % da Carga | 18%  | 19%  | 20%  | 21%  | 22%  | 23%  | 24%  | 25%  | 26%  | 27%  | 28%  | 29%  | 30%  | 31%  | 32%  | 33%  | 34%  |
| MWmed      | 1463 | 1544 | 1625 | 1706 | 1788 | 1869 | 1950 | 2032 | 2113 | 2194 | 2275 | 2357 | 2438 | 2519 | 2600 | 2682 | 2763 |

Figura 10 – Distribuição dos Déficit – Norte 2005 – Cenário de Referência



|            |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |
|------------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| % da Carga | 1%  | 2%  | 3%  | 4%  | 5%  | 6%  | 7%  | 8%  | 9%  | 10% | 11% | 12% | 13% |
| MWmed      | 31  | 62  | 93  | 124 | 154 | 185 | 216 | 247 | 278 | 309 | 340 | 371 | 402 |
| % da Carga | 14% | 15% | 16% | 17% | 18% | 19% | 20% | 21% | 22% | 23% | 24% | 25% | 14% |
| MWmed      | 432 | 463 | 494 | 525 | 556 | 587 | 618 | 649 | 680 | 710 | 741 | 772 | 432 |

Figura 11 – Distribuição dos Déficit – Norte 2008 – Cenário de Referência



|            |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |
|------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| % da Carga | 1%   | 2%   | 3%   | 4%   | 5%   | 6%   | 7%   | 8%   | 9%   | 10%  | 11%  | 12%  | 13%  | 14%  |
| MWmed      | 44   | 88   | 131  | 175  | 219  | 263  | 306  | 350  | 394  | 438  | 481  | 525  | 569  | 613  |
| % da Carga | 15%  | 16%  | 17%  | 18%  | 19%  | 20%  | 21%  | 22%  | 23%  | 24%  | 25%  | 26%  | 27%  | 28%  |
| MWmed      | 656  | 700  | 744  | 788  | 831  | 875  | 919  | 963  | 1006 | 1050 | 1094 | 1138 | 1181 | 1225 |
| % da Carga | 29%  | 30%  | 31%  | 32%  | 33%  | 34%  | 35%  | 36%  | 37%  | 38%  | 39%  | 40%  | 41%  | 29%  |
| MWmed      | 1269 | 1313 | 1356 | 1400 | 1444 | 1488 | 1531 | 1575 | 1619 | 1663 | 1706 | 1750 | 1794 | 1269 |

Em resumo, pode-se afirmar que com taxa equivalente de crescimento anual do mercado de 5,1% no período 2004-2008, as condições de atendimento do SIN são, em geral, satisfatórias, desde que se concretize o programa de obras de geração e de interligações inter-regionais. Vale ressaltar, que, conforme destacado anteriormente, observa-se uma tendência de elevação nos riscos de déficit em 2008, principalmente nos subsistemas Norte e Nordeste, devendo-se, portanto, monitorar estreitamente o crescimento do mercado e a realização da expansão da oferta.

Observe-se, ainda, que a Oferta de Referência está definida em consonância com a Resolução GCE 109, que considera somente os empreendimentos que não apresentem impedimentos de nenhuma ordem para entrada em operação nas datas previstas. Da mesma forma, não foram considerados empreendimentos termelétricos no triênio 2006–2008, nem demais empreendimentos que ainda apresentem impedimentos para entrada em operação nas datas previstas, tratando-se, portanto, de uma oferta conservadora.

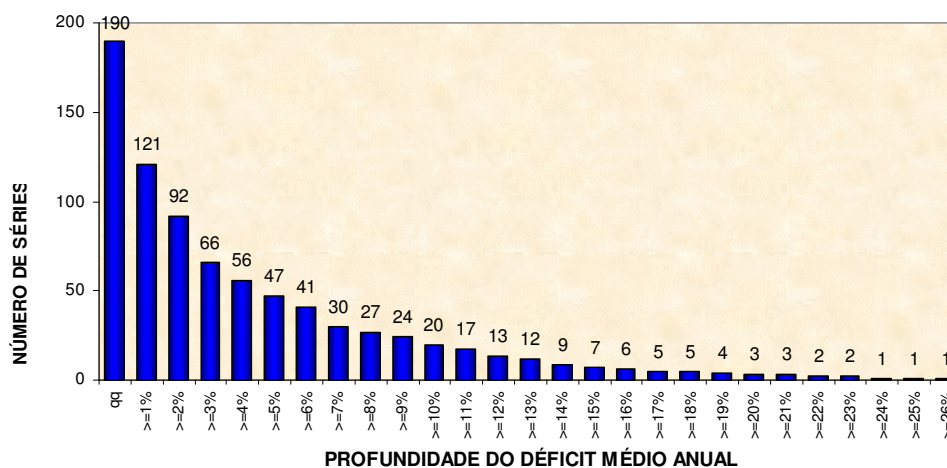
**Considerando-se o Cenário com Mercado Alto**, os riscos de qualquer déficit, mostrados no Quadro 12, no Subsistema Sudeste/Centro-Oeste atingem valor máximo de 9,5% em 2008. Nos Subsistemas Sul, Nordeste e Norte, os riscos de qualquer déficit apresentam valores mais elevados no período 2006-2008, atingindo valores iguais a 11,2%, 12,5% e 16,4%, respectivamente, em 2008. Em geral, todas as regiões do SIN apresentam probabilidades abaixo de 3,5% de déficits médios anuais superiores a 5% da carga no período 2005-2008.

**Quadro 12 - Riscos de Déficit (%) – Cenário com Mercado Alto**

| SUBSISTEMA / ANO            | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 |
|-----------------------------|------|------|------|------|
| <b>SUDESTE/CENTRO-OESTE</b> |      |      |      |      |
| PROB (Qualquer Déficit)     | 0,2  | 1,5  | 4,3  | 9,5  |
| PROB (Déficit > 5% Carga)   | 0,0  | 0,5  | 0,7  | 2,4  |
| PROB (Déficit > 10% Carga)  | 0,0  | 0,1  | 0,4  | 1,0  |
| <b>SUL</b>                  |      |      |      |      |
| PROB (Qualquer Déficit)     | 0,9  | 10,4 | 7,1  | 11,2 |
| PROB (Déficit > 5% Carga)   | 0,0  | 0,3  | 0,3  | 1,4  |
| PROB (Déficit > 10% Carga)  | 0,0  | 0,0  | 0,2  | 0,3  |
| <b>NORDESTE</b>             |      |      |      |      |
| PROB (Qualquer Déficit)     | 0,7  | 4,8  | 6,2  | 12,5 |
| PROB (Déficit > 5% Carga)   | 0,0  | 0,7  | 1,0  | 3,0  |
| PROB (Déficit > 10% Carga)  | 0,0  | 0,2  | 0,5  | 1,0  |
| <b>NORTE</b>                |      |      |      |      |
| PROB (Qualquer Déficit)     | 5,1  | 3,3  | 6,7  | 16,4 |
| PROB (Déficit > 5% Carga)   | 1,7  | 0,8  | 1,5  | 3,5  |
| PROB (Déficit > 10% Carga)  | 0,8  | 0,2  | 0,9  | 1,9  |

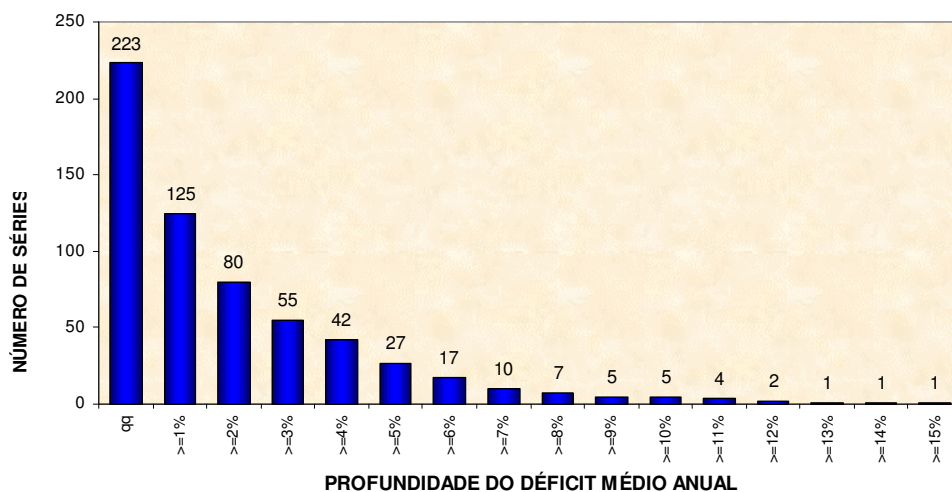
A título ilustrativo, as Figuras 12 a 15 a seguir apresentam a distribuição dos déficits dos Subsistemas Sudeste, Sul, Nordeste e Norte para 2008, já que a interpretação dos déficits na região Sul em 2006 e na região Norte em 2007 é análoga àquela do Cenário de Referência.

**Figura 12 – Distribuição dos Déficit – Sudeste 2008 – Cenário com Mercado Alto**



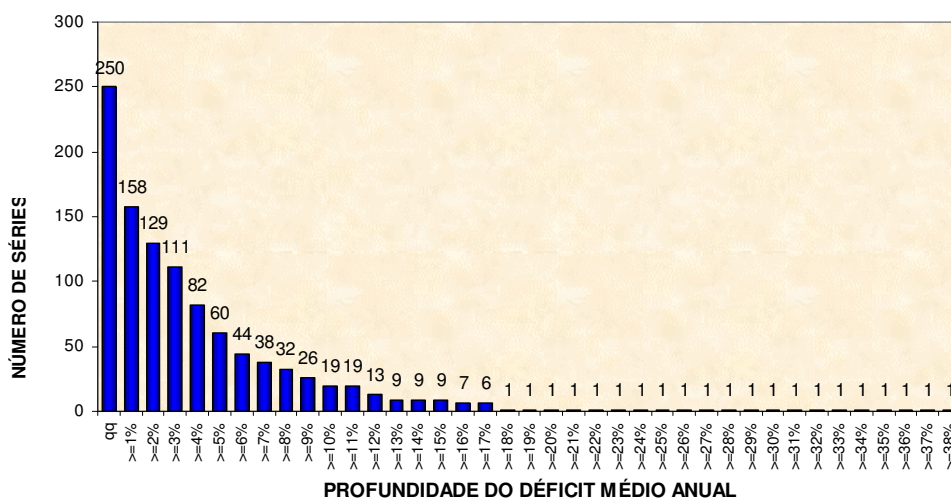
|            |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |
|------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| % da Carga | 1%   | 2%   | 3%   | 4%   | 5%   | 6%   | 7%   | 8%   | 9%   | 10%  | 11%  | 12%  | 13%  |
| MWmed      | 345  | 691  | 1036 | 1382 | 1727 | 2073 | 2418 | 2764 | 3109 | 3455 | 3800 | 4146 | 4491 |
| % da Carga | 14%  | 15%  | 16%  | 17%  | 18%  | 19%  | 20%  | 21%  | 22%  | 23%  | 24%  | 25%  | 26%  |
| MWmed      | 4836 | 5182 | 5527 | 5873 | 6218 | 6564 | 6909 | 7255 | 7600 | 7946 | 8291 | 8637 | 8982 |

**Figura 13 – Distribuição dos Déficits – Sul 2008 – Cenário com Mercado Alto**



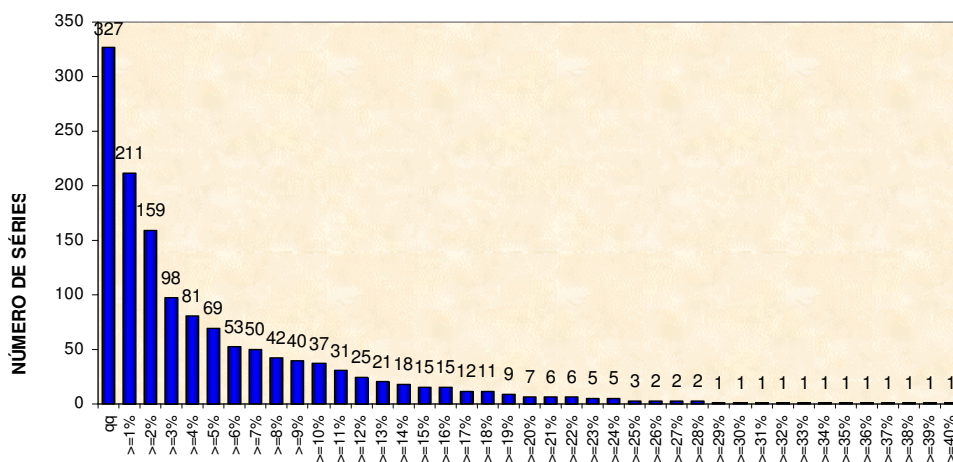
|            |    |     |     |     |     |     |     |     |     |     |      |      |      |      |      |
|------------|----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|------|------|------|------|------|
| % da Carga | 1% | 2%  | 3%  | 4%  | 5%  | 6%  | 7%  | 8%  | 9%  | 10% | 11%  | 12%  | 13%  | 14%  | 15%  |
| Mwmed      | 91 | 183 | 274 | 365 | 457 | 548 | 640 | 731 | 822 | 914 | 1005 | 1096 | 1188 | 1279 | 1371 |

**Figura 14 – Distribuição dos Déficits – Nordeste 2008 – Cenário com Mercado Alto**



|            |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |
|------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| % da Carga | 1%   | 2%   | 3%   | 4%   | 5%   | 6%   | 7%   | 8%   | 9%   | 10%  | 11%  | 12%  | 13%  |
| MWmed      | 87   | 173  | 260  | 346  | 433  | 520  | 606  | 693  | 779  | 866  | 953  | 1039 | 1126 |
| % da Carga | 14%  | 15%  | 16%  | 17%  | 18%  | 19%  | 20%  | 21%  | 22%  | 23%  | 24%  | 25%  | 26%  |
| MWmed      | 1212 | 1299 | 1386 | 1472 | 1559 | 1645 | 1732 | 1819 | 1905 | 1992 | 2078 | 2165 | 2252 |
| % da Carga | 27%  | 28%  | 29%  | 30%  | 31%  | 32%  | 33%  | 34%  | 35%  | 36%  | 37%  | 38%  | 27%  |
| MWmed      | 2338 | 2425 | 2511 | 2598 | 2685 | 2771 | 2858 | 2944 | 3031 | 3118 | 3204 | 3291 | 2338 |

Figura 15 – Distribuição dos Déficits – Norte 2008 – Cenário com Mercado Alto



|            | PROFUNDIDADE DO DÉFICIT MÉDIO ANUAL |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |  |
|------------|-------------------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|--|
|            | 1%                                  | 2%   | 3%   | 4%   | 5%   | 6%   | 7%   | 8%   | 9%   | 10%  | 11%  | 12%  | 13%  | 14%  |  |
| % da Carga | 1%                                  | 2%   | 3%   | 4%   | 5%   | 6%   | 7%   | 8%   | 9%   | 10%  | 11%  | 12%  | 13%  | 14%  |  |
| MWmed      | 47                                  | 94   | 140  | 187  | 234  | 281  | 328  | 374  | 421  | 468  | 515  | 562  | 609  | 655  |  |
| % da Carga | 15%                                 | 16%  | 17%  | 18%  | 19%  | 20%  | 21%  | 22%  | 23%  | 24%  | 25%  | 26%  | 27%  | 28%  |  |
| MWmed      | 702                                 | 749  | 796  | 843  | 889  | 936  | 983  | 1030 | 1077 | 1123 | 1170 | 1217 | 1264 | 1311 |  |
| % da Carga | 29%                                 | 30%  | 31%  | 32%  | 33%  | 34%  | 35%  | 36%  | 37%  | 38%  | 39%  | 40%  | 29%  | 30%  |  |
| MWmed      | 1357                                | 1404 | 1451 | 1498 | 1545 | 1592 | 1638 | 1685 | 1732 | 1779 | 1826 | 1872 | 1357 | 1404 |  |

A interpretação dessas figuras é análoga àquela efetuada para o Cenário de Referência.

Em resumo, pode-se afirmar que mesmo que ocorra o cenário mais acelerado do consumo de energia elétrica, com crescimento do mercado à taxa equivalente anual de 6,4% no período 2004-2008, as condições de atendimento ao SIN se mantêm em níveis ainda satisfatórios no período 2004-2006. A partir de 2007, observa-se uma elevação nos riscos de déficit, com tendência de equilíbrio entre oferta e demanda neste ano. Os déficits em 2007 ainda seriam de pequena magnitude, enquanto em 2008 observar-se-iam déficits mais profundos em todos os subsistemas, indicando insuficiência de oferta.

De uma forma geral, um crescimento mais acelerado do consumo indicaria a necessidade de estreito monitoramento do programa de obras e até mesmo a necessidade de expansão adicional da oferta e/ou antecipação da entrada em operação de novos projetos de geração, em relação ao Cenário de Referência, uma vez que se observa uma expressiva elevação dos riscos de déficit em 2008.

Cabe destacar, novamente, que a Oferta de Referência é conservadora, na medida em que, em consonância com a Resolução GCE 109, são considerados so-

mente os empreendimentos que não apresentem impedimentos para entrada em operação. Além disso, a aplicação desta mesma resolução tem como consequência a desconsideração de projetos termoelétricos no triênio 2006 – 2008, conforme será visto mais adiante através da análise dos custos marginais de operação.

Cabe ressaltar que a análise das condições de atendimento para o último ano do período, no caso 2008, e para todos os cenários, é fortemente influenciada pelos anos imediatamente subsequentes, em especial no que diz respeito à expansão da oferta, motivo pelo qual as conclusões para 2008 devem ser relativizadas e monitoradas considerando-se um horizonte de mais longo prazo.

Vale ressaltar ainda que eventuais discrepâncias observadas entre riscos de déficit nos cenários analisados podem ser justificadas por cortes de carga ocasionados pela adoção de racionamentos preventivos durante a simulação.

## **6.2 Custos Marginais de Operação**

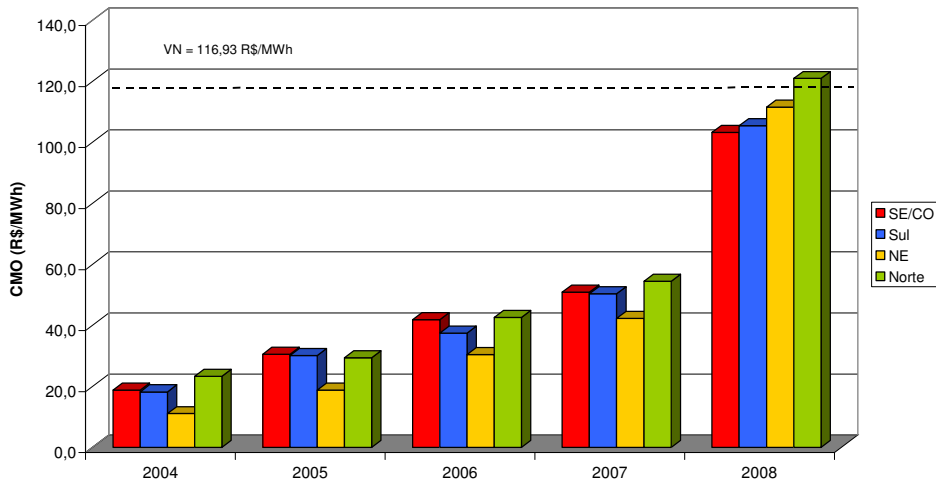
O custo marginal de operação (CMO) ou custo marginal de curto prazo fornece uma indicação do custo de atendimento do MWh adicional em cada região do SIN. O CMO médio anual é calculado a partir de simulações com 2000 séries sintéticas de energias afluentes, sob um enfoque estrutural, ou seja, sem levar em consideração os níveis de armazenamento iniciais e afluições passadas.

Conforme diretrizes da Resolução GCE 109, o CMO médio anual em cada subsistema deve ser comparado ao Valor Normativo (VN) da fonte competitiva, para definir a necessidade da inserção de blocos adicionais de oferta térmica na configuração no último triênio do horizonte. O VN foi atualizado para julho/2004, conforme Resolução ANEEL Nº 488/2002, a partir do VN para fonte competitiva (R\$ 72,35/MWh em jan/01), resultando em R\$ 116,93/MWh.

Os valores esperados do CMO médio anual no período 2004-2008, conforme pode ser observado na Figura 16, são inferiores ao Valor Normativo da fonte competitiva de geração elétrica para os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul e Nordeste para o Cenário de Referência, tendendo ao equilíbrio entre oferta e demanda no último ano do período nesses subsistemas. Portanto, para esses subsistemas, caso todo o programa de oferta de geração hidráulica e térmica e todo o programa de expansão da transmissão considerados, bem como a carga correspondente a este cenário de mercado se mantenham dentro do previsto, acréscimos de capacidade nessas regiões, além daqueles já contemplados, provavelmente só se fariam necessários após 2008.

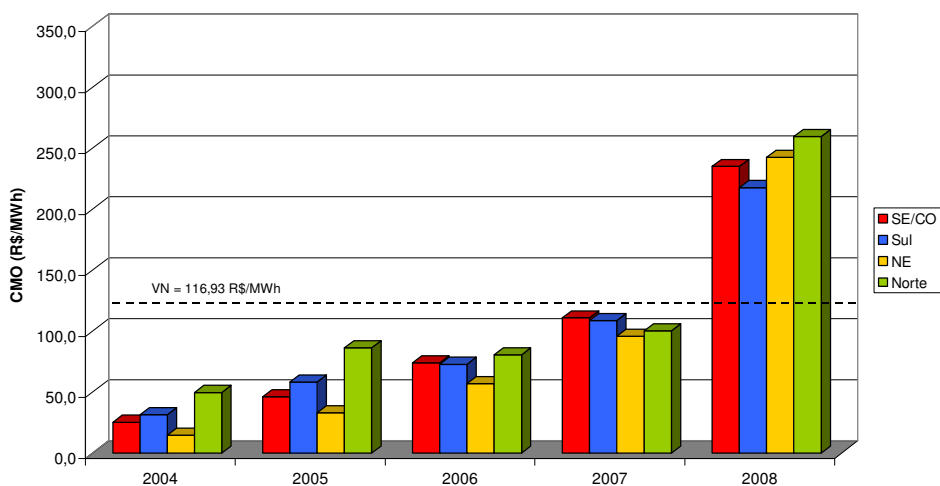
Observa-se que o CMO médio anual da região Norte, é ligeiramente superior ao VN em 2008. Cabe destacar, novamente, que o significativo aumento de carga previsto pelo CTEM/CCPE/MME para 2008 nesta região, da ordem de 1.000 MWmed é a razão principal deste aumento.

**Figura 16 – Custo Marginal de Operação – Análise Estrutural – Cenário de Referência**



Os valores de CMO calculados para o Cenário com Mercado Alto podem ser vistos na Figura 17.

**Figura 17 – Custo Marginal de Operação – Análise Estrutural – Cenário com Mercado Alto**



Nesta situação, observa-se que em 2007 ter-se-ia uma tendência de equilíbrio entre oferta e demanda em todas as regiões do SIN. Em 2008, ter-se-iam CMOs acima do VN, para todas as regiões do SIN. Desta forma, seria necessária a agregação de oferta adicional, nesse ano, àquela do Cenário de Oferta de Referência (por exemplo, projetos hoje com algum impedimento para entrada em operação) ou mesmo a antecipação da entrada em operação de projetos programados para após 2008.

## **6.3 Análise com Séries Históricas**

### **6.3.1 Déficits Esperados**

A análise conjuntural com o histórico de afluições indica que na hipótese de repetição de qualquer série do histórico de vazões as regiões Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste não apresentariam déficits em 2005 e 2006. No Subsistema Sul só é observado déficit de pequena magnitude (17 MWmed, correspondendo a 0,2% da carga) em 2006. O Subsistema Norte apresenta comportamento similar à região Sul, uma vez que a simulação com a série histórica de vazões só indica um déficit de pequena magnitude em 2005 e 2006 (39 e 28 MWmed, correspondendo a 1,3% e 0,8% da carga, respectivamente), caso se configure a repetição do histórico correspondente ao ano 1953. Dessa forma, os déficits observados nos subsistemas Sul e Norte, nesses anos, não devem ser considerados pois, por serem de pequena monta, poderiam ser contornados através de políticas operativas específicas. Portanto, de uma forma geral, não seriam verificados déficits no SIN no biênio 2005-2006, mesmo para a hipótese de repetição do pior biênio do histórico.

Para o ano 2007, observam-se déficits de pequena magnitude em todos os subsistemas, sendo que o maior deles corresponde a 1,3% da carga (413 MWmed) do Subsistema Sudeste/Centro-Oeste no caso de repetição do histórico de 1955.

Em 2008 já seriam registrados déficits mais significativos para todos os subsistemas.

Em resumo, todos os déficits observados no período 2005 – 2007, por apresentarem pequena magnitude, poderiam ser atendidos com geração térmica adicional ou, caso não ocorra coincidência de condições hidrológicas desfavoráveis nos subsistemas interligados, através de acréscimos de intercâmbio. Conforme já observado anteriormente, especial atenção deve ser dedicada à análise do ano 2008.

A análise com séries históricas está resumida nos Quadros 13 a 16, que apresentam para cada subsistema, no período 2005 - 2008, os seguintes resultados:

- Maior déficit anual para o histórico analisado e a série correspondente;
- Déficit médios, considerando-se apenas as séries em que ocorreram;
- Déficit médios, considerando-se todo o histórico;
- Número de séries com défits e seu percentual em relação às 71 séries simuladas.

**Quadro 13 – Défits com séries históricas – Ano 2005**

| OCORRÊNCIA                                  | SE/CO       | SUL         | NORDESTE    | NORTE |
|---|-------------|-------------|-------------|-------|
| Maior Déficit Anual (MWmed)                 | Sem Déficit | Sem Déficit | Sem Déficit | 39    |
| Maior Déficit Anual (% da Carga)            | -           | -           | -           | 1,3%  |
| Série de Maior Déficit                      | -           | -           | -           | 1953  |
| Número de Séries com Défits                 | -           | -           | -           | 1     |
| Número de Séries com Défits (%)             | -           | -           | -           | 1,4%  |
| Média dos Défits (Séries c/Déficit) (MWmed) | -           | -           | -           | 39    |
| Média dos Défits (% da Carga)               | -           | -           | -           | 1,3%  |
| Média dos Défits (Série Histórica) (MWmed)  | -           | -           | -           | 1     |
| Média dos Défits (% da Carga)               | -           | -           | -           | 0,0%  |

**Quadro 14 – Défits com séries históricas – Ano 2006**

| OCORRÊNCIA                                  | SE/CO       | SUL  | NORDESTE    | NORTE |
|---|-------------|------|-------------|-------|
| Maior Déficit Anual (MWmed)                 | Sem Déficit | 17   | Sem Déficit | 28    |
| Maior Déficit Anual (% da Carga)            | -           | 0,2% | -           | 0,8%  |
| Série de Maior Déficit                      | -           | 1944 | -           | 1953  |
| Número de Séries com Défits                 | -           | 4    | -           | 1     |
| Número de Séries com Défits (%)             | -           | 5,7% | -           | 1,4%  |
| Média dos Défits (Séries c/Déficit) (MWmed) | -           | 9    | -           | 28    |
| Média dos Défits (% da Carga)               | -           | 0,1% | -           | 0,8%  |
| Média dos Défits (Série Histórica) (MWmed)  | -           | 1    | -           | 0     |
| Média dos Défits (% da Carga)               | -           | 0,0% | -           | 0,0%  |

**Quadro 15 – Déficits com séries históricas – Ano 2007**

| OCORRÊNCIA                                    | SE/CO | SUL  | NORDESTE | NORTE |
|---|-------|------|----------|-------|
| Maior Déficit Anual (MWmed)                   | 413   | 35   | 31       | 29    |
| Maior Déficit Anual (% da Carga)              | 1,3%  | 0,4% | 0,4%     | 0,8%  |
| Série de Maior Déficit                        | 1955  | 1955 | 1955     | 1955  |
| Número de Séries com Déficits                 | 1     | 2    | 1        | 3     |
| Número de Séries com Déficits (%)             | 1,4%  | 2,9% | 1,4%     | 4,3%  |
| Média dos Déficits (Séries c/Déficit) (MWmed) | 413   | 19   | 31       | 24    |
| Média dos Déficits (% da Carga)               | 1,3%  | 0,2% | 0,4%     | 0,7%  |
| Média dos Déficits (Série Histórica) (MWmed)  | 6     | 1    | 0        | 1     |
| Média dos Déficits (% da Carga)               | 0,0%  | 0,0% | 0,0%     | 0,0%  |

**Quadro 16 – Déficits com séries históricas em MWmed – Ano 2008**

| OCORRÊNCIA                                    | SE/CO | SUL  | NORDESTE | NORTE |
|---|-------|------|----------|-------|
| Maior Déficit Anual (MWmed)                   | 2480  | 147  | 535      | 302   |
| Maior Déficit Anual (% da Carga)              | 7,5%  | 1,7% | 6,6%     | 6,9%  |
| Série de Maior Déficit                        | 1955  | 1955 | 1955     | 1955  |
| Número de Séries com Déficits                 | 2     | 4    | 5        | 3     |
| Número de Séries com Déficits (%)             | 2,9%  | 5,7% | 7,1%     | 4,3%  |
| Média dos Déficits (Séries c/Déficit) (MWmed) | 1585  | 80   | 163      | 133   |
| Média dos Déficits (% da Carga)               | 4,8%  | 0,9% | 2,0%     | 3,0%  |
| Média dos Déficits (Série Histórica) (MWmed)  | 45    | 5    | 12       | 6     |
| Média dos Déficits (% da Carga)               | 0,1%  | 0,1% | 0,1%     | 0,1%  |

### 6.3.2 Evolução dos Níveis de Armazenamento do Sistema com Séries Históricas de Vazões

As Figuras 18 a 21 apresentam estimativas de níveis de armazenamentos para os quatro subsistemas (Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte) para o mês de novembro de 2004, final do período seco do SIN. São apresentadas curvas de permanência obtidas a partir de simulação com o Modelo de Simulação a Usinas Individualizadas para Subsistemas Hidrotérmicos Interligados (SUIISHI-O) considerando as séries históricas de afluências do período 1931-2001.

As Figuras 18 a 20 mostram que, no caso de repetição das séries históricas de vazões, os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul e Nordeste sempre apresentam armazenamentos superiores a 50% no final de novembro de 2004.

Comparando-se os valores das curvas de permanência de armazenamentos com os valores do mês de novembro de 2004 das Curvas de Aversão ao Risco

2004/2005 (20% EARmax para o SE/CO, 25% EARmax para o Sul e 15% EARmax para o NE), observa-se que nenhum dos subsistemas apresenta níveis de armazenamento inferiores às suas Curvas de Aversão ao Risco. De outra forma, para nenhuma das séries do histórico verifica-se armazenamento inferior àquele estipulado para a CAR ao final do período seco de 2004.

Figura 18 – Curva de Permanência da Energia Armazenada – Sudeste/Centro-Oeste 2004

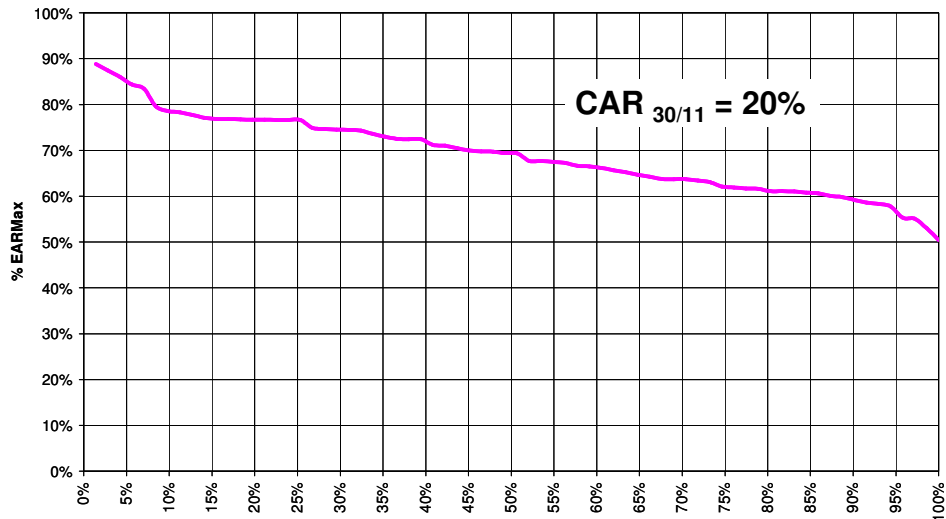


Figura 19 – Curva de Permanência da Energia Armazenada – Sul 2004

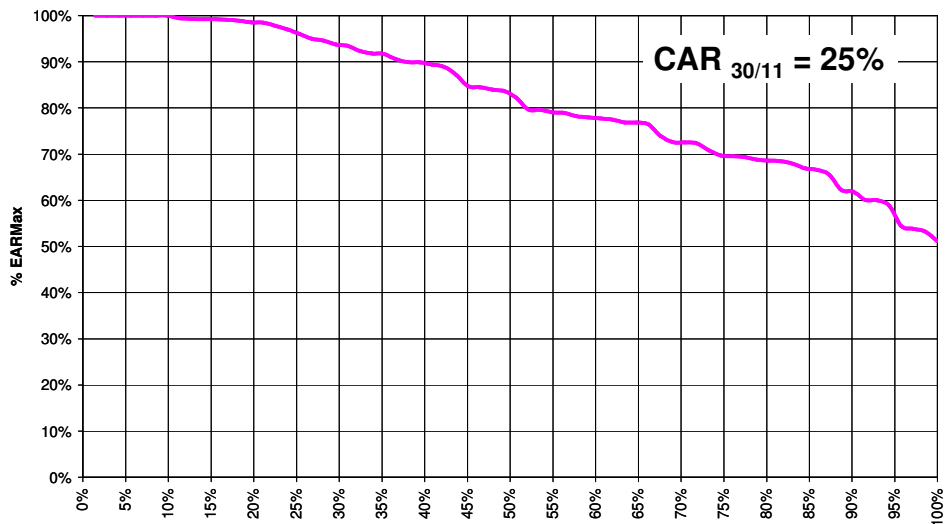
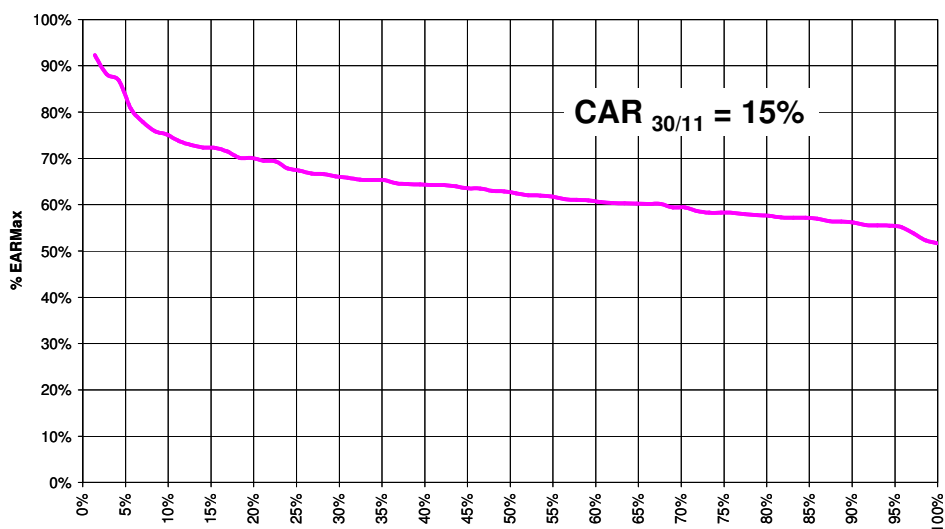
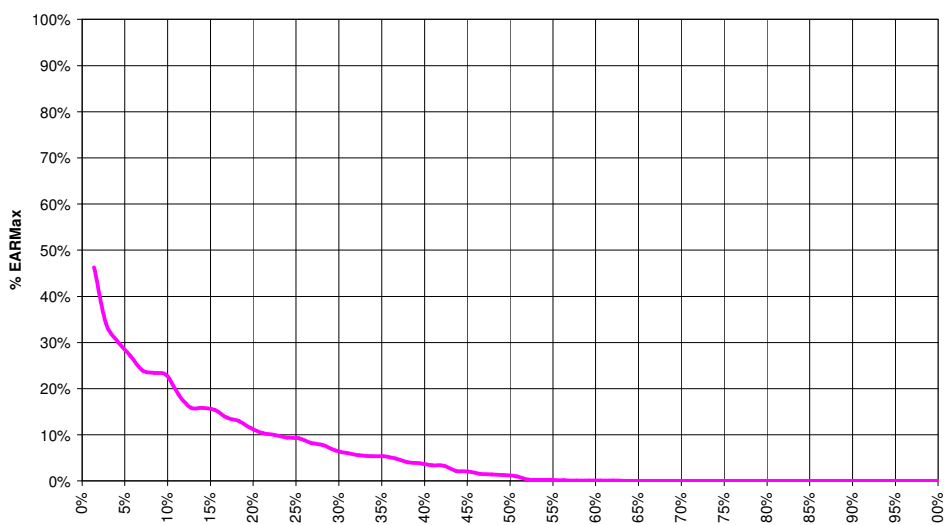


Figura 20 – Curva de Permanência da Energia Armazenada – Nordeste 2004



A Figura 21 apresenta a curva de permanência da energia armazenada da região Norte em 30/11/2004. Apesar da curva indicar uma aparente possibilidade de se chegar ao final da estação seca com níveis reduzidos de armazenamento nesta região, na prática esta possibilidade não deve ser considerada, já que trata-se somente de uma necessidade já identificada de aperfeiçoamento metodológico no processo de determinação da estratégia operativa do modelo NEWAVE, o que já vem sendo tratado no âmbito da FT NEWAVE.

Figura 21 – Curva de Permanência da Energia Armazenada – Norte 2004



## 6.4 Atendimento à Demanda Máxima

Este item apresenta uma análise sucinta das condições de atendimento à demanda máxima das macro-regiões Sul/Sudeste/Centro-Oeste e Norte/Nordeste, durante o período setembro/2004 - dezembro/2008. A demanda máxima das macro-regiões é obtida pelo somatório das demandas máximas instantâneas coincidentes das regiões que as compõem.

A avaliação empregou um balanço de ponta determinístico, em que foram adotadas as seguintes premissas básicas:

- recebimento da potência contratada da Itaipu, para a macro-região Sul/Sudeste/Centro-Oeste;
- manutenções de usinas hidroelétricas e termoeletricas para o período setembro a dezembro/2004, informadas pelos agentes. Para os demais anos, adotou-se um índice de 10% da capacidade instalada;
- consideração de fatores de capacidade máxima (FCMAX), inclusive contemplando restrição de disponibilidade de gás para a região Nordeste;
- consideração de índices de indisponibilidade forçada (TEIF);
- perdas por deplecionamento nos subsistemas com base em curva estimada segundo perfis típicos levantados junto ao CNOS para o período 2001/2002, aplicada a armazenamentos médios obtidos por uma simulação a subsistemas equivalentes, com as séries históricas de afluições;
- requisito de demanda máxima instantânea coincidente por região, previsto pelo CTEM/CCPE/MME e ONS – Cenário de Referência;
- considerado um acréscimo de 5% na demanda prevista como fator de segurança (“reserva de potência”).

Os balanços para as macro-regiões demonstraram não haver risco de não atendimento à ponta do sistema, pois foram verificadas folgas, além daquela destinada à reserva de potência. Conseqüentemente, não seria necessária a adequação dos cronogramas de manutenção de unidades geradoras por motivos de atendimento à ponta sistêmica.

Quanto aos intercâmbios inter-regionais, apenas ao final do ano de 2008 observou-se necessidade de utilização de intercâmbio da região Norte para a região Nordeste no período de outubro a dezembro, atingindo um máximo de aproximadamente 300 MW, e também da região Sul para a região Sudeste/Centro-Oeste, especificamente para os meses de agosto a outubro, com montantes máximos de 700 MW, sem entretanto acarretar déficit de ponta em nenhuma região. Os intercâmbios entre as macro-regiões S/SE/CO e N/NE não chegaram a ser utiliza-

dos, o que representa um recurso extra no caso de ocorrência de cargas acima do previsto ou de indisponibilidades não programadas.

No Quadro 17, observa-se que menor folga encontrada foi de 3.230 MW (6% da carga) para o S/SE/CO e 2.181 MW (14% da carga) para o N/NE, em 2008.

**Quadro 17 - Balanço de Ponta Determinístico – Resumo**

|         |                  | 2004     | 2005     | 2006     | 2007     | 2008     |
|---------|------------------|----------|----------|----------|----------|----------|
| S/SE/CO | Menor Folga (MW) | 9.974    | 7.823    | 8.179    | 6.216    | 3.230    |
|         | % da Demanda     | 21%      | 16%      | 16%      | 11%      | 6%       |
|         | Mês              | Setembro | Setembro | Setembro | Setembro | Setembro |
| N/NE    | Menor Folga (MW) | 3.510    | 3.705    | 4.629    | 3.776    | 2.181    |
|         | % da Demanda     | 31%      | 32%      | 35%      | 27%      | 14%      |
|         | Mês              | Novembro | Janeiro  | Dezembro | Dezembro | Dezembro |

Destaca-se que o balanço de ponta determinístico tem característica sistêmica. Portanto, nesta análise não são consideradas restrições de transmissão internas aos subsistemas.

## 7 Interligações Inter-Regionais

Figura 22 – Diagrama Esquemático das Interligações - 2004-2008



## ANEXO I – Programa de Expansão da Geração

### Programa de Expansão da Geração Região Sudeste/Centro-Oeste

| Usinas                                     |           |             | Potência Instalada (MW) |           |        |
|--|-----------|-------------|-------------------------|-----------|--------|
| Ano 2004 (Setembro a Dezembro)             | Mês       | UG          | Total                   | até o Mês | no Mês |
| UHE Candonga                               | Setembro  | 1/3         | 140                     | 47        | 47     |
| UTE Norte Fluminense                       | Outubro   | 4/4         | 292                     | 292       | 292    |
| UHE Candonga                               | Novembro  | 2/3         | 140                     | 93        | 47     |
| UTE Termorio                               |           | 1 a 3/9     | 423                     | 423       | 423    |
| UHE Candonga                               | Dezembro  | 3/3         | 140                     | 140       | 47     |
| UHE Ponte de Pedra                         |           | 1/3         | 59                      | 59        | 59     |
| Total no Ano                               |           |             |                         |           | 914    |
| Ano 2005                                   | Mês       | UG          | Total                   | até o Mês | no Mês |
| UTE Santa Cruz Nova Diesel                 | Janeiro   | 1/1         | 200                     | 200       | 200    |
| Saída das Emergenciais                     |           |             | -146                    | -146      | -146   |
| UHE Ponte de Pedra                         | Fevereiro | 2/3         | 117                     | 59        | 59     |
| UTE Termorio                               | Março     | 4/9         | 493                     | 123       | 123    |
| UHE Ponte de Pedra                         | Abril     | 3/3         | 117                     | 117       | 59     |
| UTE Termorio                               | Junho     | 5 a 7/9     | 493                     | 493       | 370    |
| UHE Picada                                 | Agosto    | 1/2         | 50                      | 25        | 25     |
| UTE Santa Cruz Nova                        |           | 1/4         | 200                     | 200       | 200    |
| UTE Santa Cruz Nova Diesel                 |           | Conversão   | -200                    | -200      | -200   |
| UHE Irapé                                  | Setembro  | 1/3         | 240                     | 120       | 120    |
| UHE Ourinhos                               |           | 1/3         | 30                      | 15        | 15     |
| UHE Picada                                 |           | 2/2         | 50                      | 50        | 25     |
| UTE Santa Cruz 12                          |           | Desativação | -168                    | -84       | -84    |
| UHE Irapé                                  | Novembro  | 2/3         | 240                     | 240       | 120    |
| UHE Ourinhos                               |           | 2/3         | 30                      | 30        | 15     |
| UTE Santa Cruz 12                          |           | Desativação | -168                    | -168      | -84    |
| Total no Ano                               |           |             |                         |           | 816    |
| Total no Ano Sem Emergencial               |           |             |                         |           | 962    |
| Ano 2006                                   | Mês       | UG          | Total                   | até o Mês | no Mês |
| UHE Irapé                                  | Janeiro   | 3/3         | 120                     | 120       | 120    |
| UHE Itaipu (50%)                           |           | 19/20       | 700                     | 700       | 700    |
| UHE Ourinhos                               |           | 3/3         | 15                      | 15        | 15     |
| UTE Termorio                               |           | 8 e 9/9     | 247                     | 247       | 247    |
| Saída das Emergenciais                     |           |             | -253                    | -253      | -253   |
| UHE Peixe Angical                          | Maio      | 1/3         | 452                     | 151       | 151    |
| UHE Peixe Angical                          | Julho     | 2/3         | 452                     | 301       | 151    |
| UHE Peixe Angical                          | Outubro   | 3/3         | 452                     | 452       | 151    |
| Total no Ano                               |           |             |                         |           | 1280   |
| Total no Ano Sem Emergencial               |           |             |                         |           | 1533   |
| Ano 2007                                   | Mês       | UG          | Total                   | até o Mês | no Mês |
| UHE Capim Branco I                         | Abril     | 1/3         | 240                     | 80        | 80     |
| UHE Capim Branco I                         | Junho     | 2/3         | 240                     | 160       | 80     |
| UHE Capim Branco I                         | Agosto    | 3/3         | 240                     | 240       | 80     |
| UHE Capim Branco II                        | Outubro   | 1/3         | 140                     | 70        | 70     |
| UHE Capim Branco II                        | Dezembro  | 2/3         | 140                     | 140       | 70     |
| Total no Ano                               |           |             |                         |           | 380    |
| Ano 2008                                   | Mês       | UG          | Total                   | até o Mês | no Mês |
| UHE Capim Branco II                        | Fevereiro | 3/3         | 70                      | 70        | 70     |
| Total no Ano                               |           |             |                         |           | 70     |
| Total Sudeste/Centro-Oeste sem Emergencial |           |             |                         |           | 3859   |

## Programa de Expansão da Geração – continuação

### Programa de Expansão da Geração

#### Região Sul

| Usinas           |           |     | Potência Instalada (MW) |           |        |
|------------------|-----------|-----|-------------------------|-----------|--------|
| Ano 2004         | Mês       | UG  | Total                   | até o Mês | no Mês |
| UHE Monte Claro  | Outubro   | 1/2 | 130                     | 65        | 65     |
| UHE Monte Claro  | Dezembro  | 2/2 | 130                     | 130       | 65     |
| Total no Ano     |           |     |                         |           | 130    |
| Ano 2005         | Mês       | UG  | Total                   | até o Mês | no Mês |
| UHE Barra Grande | Novembro  | 1/3 | 230                     | 230       | 230    |
| Total no Ano     |           |     |                         |           | 230    |
| Ano 2006         | Mês       | UG  | Total                   | até o Mês | no Mês |
| UHE Barra Grande | Fevereiro | 2/3 | 460                     | 230       | 230    |
| UHE Campos Novos | Abril     | 1/3 | 880                     | 293       | 293    |
| UHE Barra Grande | Maior     | 3/3 | 460                     | 460       | 230    |
| UHE Campos Novos | Julho     | 2/3 | 880                     | 587       | 293    |
| UHE Campos Novos | Outubro   | 3/3 | 880                     | 880       | 293    |
| Total no Ano     |           |     |                         |           | 1340   |
| Ano 2007         | Mês       | UG  | Total                   | até o Mês | no Mês |
| UHE Castro Alves | Abril     | 1/3 | 130                     | 43        | 43     |
| UHE Castro Alves | Junho     | 2/3 | 130                     | 87        | 43     |
| UHE Castro Alves | Agosto    | 3/3 | 130                     | 130       | 43     |
| Total no Ano     |           |     |                         |           | 130    |
| Total Sul        |           |     |                         |           | 1830   |

#### Região Nordeste

| Usinas                         |           |                   | Potência Instalada (MW) |           |        |
|--------------------------------|-----------|-------------------|-------------------------|-----------|--------|
| Ano 2004                       | Mês       | UG                | Total                   | até o Mês | no Mês |
| UTE Camaçari G                 | Setembro  | Conversão         | -216                    | -72       | -72    |
| UTE Brasken                    | Novembro  | 1/1               | 58                      | 58        | 58     |
| UTE Camaçari G                 |           | Conversão         | -216                    | -144      | -72    |
| UTE Camaçari G                 | Dezembro  | 5/5               | 70                      | 72        | 72     |
| UTE Camaçari G                 |           | Conversão         | -216                    | -216      | -72    |
| Total no Ano                   |           |                   |                         |           | -86    |
| Ano 2005                       | Mês       | UG                | Total                   | até o Mês | no Mês |
| Saída das Emergenciais         | Janeiro   |                   | -771                    | -771      | -771   |
| UHE Camaçari D/G               |           | 1/5               | 350                     | 70        | 70     |
| UHE Camaçari G                 | Fevereiro | Conversão         | -72                     | -72       | -72    |
| UHE Camaçari D/G               |           | 2/5               | 350                     | 140       | 70     |
| UHE Termo Ceará O/G            |           | 1 a 4/4           | 220                     | 220       | 220    |
| UHE Termo Ceará                |           | Conversão         | -220                    | -220      | -220   |
| UHE Camaçari D/G               | Março     | 3/5               | 350                     | 210       | 70     |
| UHE Camaçari D/G               | Abril     | 4/5               | 350                     | 280       | 70     |
| UHE Pedra do Cavalo            |           | 1/2               | 160                     | 80        | 80     |
| UHE Pedra do Cavalo            | Junho     | 2/2               | 160                     | 160       | 80     |
| UHE Camaçari D/G               |           | 5/5               | 350                     | 350       | 70     |
| Total no Ano                   |           |                   |                         |           | -333   |
| Total no Ano sem Emergencial   |           |                   |                         |           | 438    |
| Ano 2006                       | Mês       | UG                | Total                   | até o Mês | no Mês |
| Saída das Emergenciais         | Janeiro   |                   | -532                    | -532      | -532   |
| Total no Ano                   |           |                   |                         |           | -532   |
| Total no Ano sem Emergencial   |           |                   |                         |           | 0      |
| Ano 2007                       | Mês       | UG                | Total                   | até o Mês | no Mês |
| UTE Camaçari G                 | Janeiro   | Conversão 1 a 5/4 | 360                     | 360       | 360    |
| UTE Termo Ceará O/G            |           | Desativação       | -220                    | -220      | -220   |
| UTE Termo Ceará                |           | Conversão         | 220                     | 220       | 220    |
| UTE Camaçari D/G               |           | Desativação       | -360                    | -360      | -360   |
| Total no Ano                   |           |                   |                         |           | 0      |
| Total Nordeste sem Emergencial |           |                   |                         |           | 352    |

## Programa de Expansão da Geração – continuação

### Região Norte

| Usinas          |          | Potência Instalada (MW) |       |           |        |
|-----------------|----------|-------------------------|-------|-----------|--------|
| Ano             | Mês      | UG                      | Total | até o Mês | no Mês |
| <b>Ano 2004</b> |          |                         |       |           |        |
| UHE Tucuruí     | Outubro  | 17/23                   | 750   | 375       | 375    |
| UHE Tucuruí     | Dezembro | 18/23                   | 750   | 750       | 375    |
| Total no Ano    |          |                         |       |           | 750    |
| <b>Ano 2005</b> |          |                         |       |           |        |
| UHE Tucuruí     | Abril    | 19/23                   | 1125  | 375       | 375    |
| UHE Tucuruí     | Agosto   | 20/23                   | 1125  | 750       | 375    |
| UHE Tucuruí     | Dezembro | 21/23                   | 1125  | 1125      | 375    |
| Total no Ano    |          |                         |       |           | 1125   |
| <b>Ano 2006</b> |          |                         |       |           |        |
| UHE Tucuruí     | Abril    | 22/23                   | 750   | 375       | 375    |
| UHE Tucuruí     | Agosto   | 23/23                   | 750   | 750       | 375    |
| Total no Ano    |          |                         |       |           | 750    |
| Total Norte     |          |                         |       |           | 2625   |

**ANEXO II – Oferta com Impedimentos para entrada em Operação (MW)**

| Usinas Amarelas      |      |            |            |              |              |              |
|----------------------|------|------------|------------|--------------|--------------|--------------|
| Nome                 | Tipo | 2004       | 2005       | 2006         | 2007         | 2008         |
| 14 de Julho          | H    |            |            |              | 100          |              |
| Aimorés              | H    | 330        |            |              |              |              |
| Araraquara           | T    |            |            |              | 553          |              |
| Canoas               | T    |            |            |              | 340          |              |
| Corumbá IV           | H    | 64         | 64         |              |              |              |
| Cubatão              | H    |            |            |              |              |              |
| Espora               | H    |            | 32         |              |              |              |
| Estreito             | H    |            |            |              |              | 121          |
| Fafen                | T    | 91         |            |              |              |              |
| Fundão               | H    |            |            | 120          |              |              |
| Ibirité              | T    |            |            |              | 284          | 284          |
| Juiz de Fora         | T    |            |            | 23           |              |              |
| Mogi Mirim           | T    |            |            | 985          |              |              |
| Nova Piratininga     | T    | 400        |            |              |              | 286          |
| Paulínia             | T    |            |            | 492          |              |              |
| Salto Pilão          | H    |            |            |              | 181          |              |
| Santa Clara (Elejor) | H    |            | 120        |              |              |              |
| Santa Cruz           | T    |            |            | 200          |              |              |
| São Salvador         | H    |            |            |              |              | 241          |
| Serra do Facão       | H    |            |            |              | 213          |              |
| Termo Ceará          | T    |            |            | 70           |              |              |
| Três Lagoas          | T    |            |            |              |              | 120          |
| Vale do Açú          | T    |            |            | 347          |              |              |
| <b>Total</b>         |      | <b>885</b> | <b>216</b> | <b>2.238</b> | <b>1.670</b> | <b>1.051</b> |

**Usinas Vermelhas**

| <b>Nome</b>                     | <b>Tipo</b> | <b>2004</b>  | <b>2005</b>  | <b>2006</b>  | <b>2007</b>  | <b>2008</b>  |
|---------------------------------|-------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Anhanguera                      | T           | 278          |              |              |              |              |
| Bariri                          | T           |              |              | 446          | 230          |              |
| Barra do Braúna                 | H           |              | 39           |              |              |              |
| Barra dos Coqueiros             | H           |              |              | 30           | 60           |              |
| Baú I                           | H           |              |              | 73           | 37           |              |
| Cachoeirinha                    | H           |              |              |              | 45           |              |
| Caçu                            | H           |              |              | 22           | 43           |              |
| Capuava                         | T           |              |              | 272          |              |              |
| Carioba II                      | T           | 156          | 789          |              |              |              |
| Cofepar                         | T           | 678          |              |              |              |              |
| Corumbá III                     | H           |              |              | 47           | 47           |              |
| Coteminas                       | T           | 100          |              |              |              |              |
| Couto Magalhães                 | H           |              |              |              | 150          |              |
| Cubatão                         | H           |              |              |              |              |              |
| Cubatão (CCBS)                  | T           | 440          | 510          |              |              |              |
| Cuiabá II                       | T           | 529          |              |              |              |              |
| Figueira                        | T           | 140          |              |              |              |              |
| Foz do Chapecó                  | H           |              |              |              |              | 214          |
| Itaocara                        | H           |              | 65           | 130          |              |              |
| Itumirim                        | H           | 25           | 25           |              |              |              |
| Jacuí                           | T           | 350          |              |              |              |              |
| Klotz Campo Grande II           | T           |              |              |              | 243          |              |
| Klotz Corumbá                   | T           |              |              |              | 176          |              |
| Monjolinho                      | H           |              |              | 67           |              |              |
| Murta                           | H           |              |              | 120          |              |              |
| Olho D'água                     | H           |              |              | 17           | 17           |              |
| Pai Querê                       | H           |              |              |              |              | 292          |
| Paracambi (Cabiúnas)            | T           | 308          | 155          |              |              |              |
| Paraíba                         | T           | 138          |              |              |              |              |
| Ribeirão Moinho                 | T           | 357          |              |              |              |              |
| Roberto da Silveira<br>(Campos) | T           | 84           |              |              |              |              |
| Salto                           | H           |              |              |              | 108          |              |
| Salto do Rio Verdinho           | H           |              |              |              | 93           |              |
| Santa Branca                    | T           | 908          | 204          |              |              |              |
| Santa Isabel                    | H           |              |              |              |              |              |
| São Domingos                    | H           |              | 16           | 32           |              |              |
| São Gonçalo                     | T           | 211          |              |              |              |              |
| São João                        | H           |              |              |              | 60           |              |
| Seival                          | T           |              |              |              |              | 542          |
| Sepetiba                        | T           | 689          | 689          |              |              |              |
| Sul Catarinense                 | T           |              | 440          |              |              |              |
| Termaalagoas                    | T           |              | 143          |              |              |              |
| Termocabo                       | T           |              |              | 47           |              |              |
| Termopantanal                   | T           | 142          | 100          |              |              |              |
| Termosergipe                    | T           | 135          |              |              |              |              |
| Valparaíso                      | T           |              | 261          |              |              |              |
| <b>Total</b>                    |             | <b>5.668</b> | <b>3.436</b> | <b>1.302</b> | <b>1.308</b> | <b>1.048</b> |

## Lista de figuras, quadros e tabelas

### Quadros

|  |    |
|--|----|
| Quadro 1 – Acréscimo Anual e Evolução da Potência Disponível (MW) - SIN                | 7  |
| Quadro 2 – Oferta com Impedimentos para Entrada em Operação (MW) - SIN                 | 8  |
| Quadro 3 – Resumo da Evolução da Carga de Energia do SIN (MWmed)                       | 9  |
| Quadro 4 - Energia Armazenada no SIN   | 15 |
| Quadro 5 - Acréscimo Anual da Potência Disponível no SIN (MW)                          | 16 |
| Quadro 6 – Evolução da Potência Disponível (MW) – SIN                                  | 17 |
| Quadro 7 – Principais Troncos de Transmissão   | 18 |
| Quadro 8 – Mercado de Referência – Energia (MWmed)                                     | 20 |
| Quadro 9 – Mercado Alto – Energia (MWmed)  | 20 |
| Quadro 10 – Comparação de premissas de mercado (Plano x 1ª Revisão x 2ª Revisão) - SIN | 25 |
| Quadro 11 - Riscos de Déficit (%) – Cenário de Referência                              | 28 |
| Quadro 12 - Riscos de Déficit (%) – Cenário com Mercado Alto                           | 33 |
| Quadro 13 – Déficit com séries históricas – Ano 2005                                   | 39 |
| Quadro 14 – Déficit com séries históricas – Ano 2006                                   | 39 |
| Quadro 15 – Déficit com séries históricas – Ano 2007                                   | 40 |
| Quadro 16 – Déficit com séries históricas em MWmed – Ano 2008                          | 40 |
| Quadro 17 - Balanço de Ponta Determinístico – Resumo                                   | 44 |

### Figuras

|   |    |
|---|----|
| Figura 1 – Interligações Inter-Regionais – Norte / Nordeste / Sudeste                                 | 18 |
| Figura 2 – Interligações Inter-Regionais – Sul / Sudeste / Norte                                      | 19 |
| Figura 3 – Crescimento Percentual do Mercado por Subsistema – Mercado de Referência                   | 21 |
| Figura 4 – Crescimento Percentual do Mercado por Subsistema – Mercado Alto                            | 21 |
| Figura 5 – Percentuais de Crescimento do PIB e Mercado SIN – Mercado de Referência                    | 22 |
| Figura 6 – Percentuais de Crescimento do PIB e Mercado SIN – Mercado Alto                             | 23 |
| Figura 7 – Comparação da Evolução da Potência Disponível (Plano 2004 x 1ª Revisão x 2ª Revisão) - SIN | 25 |
| Figura 8 – Distribuição dos Déficit – Sul 2006 – Cenário de Referência                                | 30 |
| Figura 9 – Distribuição dos Déficit – Nordeste 2008 – Cenário de Referência                           | 30 |

|  |    |
|--|----|
| Figura 10 – Distribuição dos Déficits – Norte 2005 – Cenário de Referência             | 31 |
| Figura 11 – Distribuição dos Déficits – Norte 2008 – Cenário de Referência             | 31 |
| Figura 12 – Distribuição dos Déficits – Sudeste 2008 – Cenário com Mercado Alto        | 33 |
| Figura 13 – Distribuição dos Déficits – Sul 2008 – Cenário com Mercado Alto            | 34 |
| Figura 14 – Distribuição dos Déficits – Nordeste 2008 – Cenário com Mercado Alto       | 34 |
| Figura 15 – Distribuição dos Déficits – Norte 2008 – Cenário com Mercado Alto          | 35 |
| Figura 16 – Custo Marginal de Operação – Análise Estrutural – Cenário de Referência    | 37 |
| Figura 17 – Custo Marginal de Operação – Análise Estrutural – Cenário com Mercado Alto | 37 |
| Figura 18 – Curva de Permanência da Energia Armazenada – Sudeste/Centro-Oeste 2004     | 41 |
| Figura 19 – Curva de Permanência da Energia Armazenada – Sul 2004                      | 41 |
| Figura 20 – Curva de Permanência da Energia Armazenada – Nordeste 2004                 | 42 |
| Figura 21 – Curva de Permanência da Energia Armazenada – Norte 2004                    | 42 |
| Figura 22 – Diagrama Esquemático das Interligações - 2004-2008                         | 45 |