

**PLANEJAMENTO ANUAL DA
OPERAÇÃO ENERGÉTICA
ANO 2003 – REVISÃO 2
2º QUADRIMESTRE**

© 2003/ONS
Todos os direitos reservados.
Qualquer alteração é proibida sem autorização.

ONS RE 3/283/2003

**PLANEJAMENTO ANUAL DA
OPERAÇÃO ENERGÉTICA
ANO 2003 – REVISÃO 2
2º QUADRIMESTRE**

Sistema Interligado Nacional

Sumário

1	INTRODUÇÃO	5
2	CONCLUSÕES	7
2.1	Conclusões da Avaliações com Séries Sintéticas	11
2.2	Conclusões da Avaliação com Séries Históricas	13
2.3	Atendimento à Ponta do Sistema	14
2.4	Conclusão Final	14
3	PREMISSAS	16
3.1	Usinas em Operação e Definição da Configuração Futura do SIN	16
3.2	Evolução da Potência Instalada	16
3.3	Evolução da Carga Própria	22
3.4	Geração Térmica – Classes, Custos de Operação e Inflexibilidades	26
3.5	Geração Térmica Emergencial	30
3.6	Disponibilidade de Itaipu	31
3.7	Limites de Intercâmbio	31
3.7.1	Obras de Expansão da Transmissão	32
3.7.2	Restrições Elétricas	32
3.7.3	Influência da UHE Itaipu	33
3.7.4	Influência da UHE Luís Eduardo Magalhães (Lajeado)	33
3.7.5	Premissas Adicionais	34
3.8	Afluências	34
3.9	Considerações Gerais	35
3.10	Projetos de Importação de Energia	36
3.11	Níveis de Armazenamentos Iniciais	37
3.12	Restrições Operativas Hidráulicas	37
4	ESTUDOS ENERGÉTICOS	38
4.1	Análise das Condições de Atendimento	38
4.2	Análise com Séries Sintéticas	39
4.2.1	Riscos de Déficit	39
4.2.2	Custos Marginais de Operação	42
4.2.3	Benefício Marginal de Transmissão	47
4.2.4	Custo Total de Operação	48
4.3	Análise com Séries Históricas	49
4.3.1	Análise dos Déficits	49
4.3.2	Evolução dos Níveis de Armazenamento do Sistema com Séries Históricas de Vazões	52
4.3.3	Curvas de Permanência de Intercâmbios	55
4.4	Atendimento à Demanda Máxima	60
4.5	Balanço Estático de Energia	63
4.6	Análise de Sensibilidade ao Mercado	66
4.6.1	Análise do Risco de Déficit	66

4.6.2	Custo Marginal de Operação	73
	ANEXOS	76
	Anexo I Cronograma de Obras de Geração	77
	Anexo II Características das Usinas Hidráulicas, Reservatórios e Térmicas	85
	Anexo III Manutenção Programada para 2003	94
	Anexo IV Classes Térmicas e Custos de Operação	100
	Anexo V Disponibilidade de Itaipu	103
	Anexo VI Sistema de Transmissão – Principais Obras	104
	Anexo VII Limites de Intercâmbio	105
	Anexo VIII Carga Própria de Energia e Demanda	107
	Anexo IX Restrições Operativas	111
	Anexo X Custos Marginais de Operação no período janeiro/2004 a abril/2004	112
	Lista de figuras, quadros e tabelas	114

1 INTRODUÇÃO

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 5 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 e níveis de armazenamento dos reservatórios.

Este relatório apresenta a 2ª Revisão Quadrimestral do Planejamento da Operação Energética, abrangendo o período setembro de 2003 até dezembro de 2007, contendo resultados com detalhamento mensal para o primeiro ano e resultados anuais para os anos subsequentes. Foi elaborado tomando-se como referência os níveis de armazenamento dos reservatórios ao final de agosto de 2003, bem como projeções de mercado revisadas em agosto de 2003 pelo ONS em conjunto com o Comitê Técnico para Estudos de Mercado – CTEM / CCPE.

No Capítulo 2 apresenta-se uma síntese dos principais resultados e conclusões. As premissas adotadas nos estudos encontram-se em detalhe no Capítulo 3, que também contém uma análise comparativa com as principais premissas consideradas no documento anterior, referente à 1ª Revisão Quadrimestral.

No Capítulo 4 é apresentado um maior detalhamento das condições de atendimento aos mercados previstos de energia e demanda dos sistemas interligados no horizonte 2003 – 2007. Através de análises das condições operativas do sistema, utilizando-se 2000 séries sintéticas de energias afluentes, são calculados riscos de déficits, custos marginais de operação, curvas de permanência de geração térmica e benefícios marginais de transmissão. Em complemento à avaliação com séries sintéticas, considerou-se a repetição para o quinquênio 2003 – 2007 de cada uma das seqüências de 5 anos do histórico de vazões médias mensais afluentes aos aproveitamentos no período 1931 – 2001, observando-se a ocorrência de déficits, a evolução dos níveis de armazenamento dos subsistemas e curvas de permanência de intercâmbios. São ainda efetuadas avaliações do atendimento à demanda máxima do SIN e de cada um de seus subsistemas. Adicionalmente, é apresentado um balanço estático de energia.

Ainda no Capítulo 4 são apresentadas análises de sensibilidade das condições de atendimento a variações nas projeções de mercado (considerou-se um cenário de crescimento mais acelerado do mercado).

Ao final deste relatório, apresenta-se uma relação de anexos com dados básicos, complementando assim os dados de entrada e as premissas consideradas, em especial aquelas que sofreram alterações em relação ao relatório anterior.

Deve-se ressaltar que o presente trabalho está em consonância com as premissas e diretrizes estabelecidas tanto nos Procedimentos de Rede do ONS, Módulos 7 e 23, como na Resolução N^o 109 da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica – GCE, em especial no que diz respeito à definição da configuração futura para o período 2003-2007, à projeção de carga e à utilização da curva de custo do déficit em quatro patamares.

É importante observar que os resultados são fortemente influenciados pelos seguintes aspectos: afluências passadas, níveis iniciais de armazenamento, cronograma de obras previstas para entrar em operação neste período e, finalmente, pelas projeções de carga para o período. Alterações significativas de qualquer uma dessas premissas poderão levar à necessidade de reavaliação dos resultados aqui apresentados. A sistemática, estabelecida nos Procedimentos de Rede, de atualizações quadrimestrais visa permitir que ONS realize um acompanhamento adequado das condições de atendimento do SIN, considerando a atualização dessas premissas.

Com esta 2^a Revisão Quadrimestral, encerra-se o ciclo de Planejamento da Operação Energética para o ano 2003, que abrangeu o período 2003 – 2007. O próximo ciclo anual abrangerá o período 2004 – 2008, sendo prevista a emissão do relatório referente ao “Planejamento Anual da Operação Energética – Ano 2004” em janeiro de 2004.

2 CONCLUSÕES

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, utilizadas 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 3. Neste cenário, a capacidade instalada no SIN deverá elevar-se dos 75.551 MW existentes em 31/08/2003 para 86.212 MW em 31/12/2007. 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 2004 será acrescida de uma unidade adicional de 700 MW em 50 Hz. A participação termelétrica no total da potência considerada deverá evoluir de 13,5% em 31/08/2003 (10.203 MW) para 15,5% ao final de 2007 (13.382 MW). A evolução da potência instalada neste cenário é apresentada nos Quadros 11 e 12.

Analisando o Quadro 1, observa-se que até 31/08/2003 apenas 2.137 MW (aproximadamente 50% do incremento de potência instalada previsto para 2003) efetivamente entraram em operação. Além disso, merece destaque o fato de que 10.463 MW (cerca de 80% da oferta total prevista para o quinquênio) entram em operação até 31/12/2003 e ao longo de 2004.

O incremento médio anual da capacidade instalada no período 2003 – 2006 é de cerca de 3000 MW. Em 2003, destaca-se a desconstrução de 80 MW do programa de energia emergencial, conforme indicado no Quadro 11. Já em 2005 e 2006, o encerramento deste programa reduz a capacidade térmica instalada do SIN em 1.828 MW.

O programa detalhado de expansão da geração, relacionando as datas de entrada em operação das usinas consideradas no período 2003 – 2007, está apresentado no Anexo I.

De acordo com as diretrizes da Resolução GCE 109, que para o período 2005 – 2007 somente considera como parte integrante da oferta as hidroelétricas previstas e sem impedimentos para entrada em operação, não foram considerados novos empreendimentos para 2007. 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 da ANEEL referente a Agosto de 2003, todos os projetos termoeletricos previstos para 2005 – 2007, totalizando 2875 MW, apresentam alguma restrição para entrada em operação. Ainda segundo o mesmo relatório, os projetos hidroelétricos que apresentam impedimentos para a entrada em operação no horizonte 2003-2007 totalizam 6790 MW.

O Quadro 1 contém um resumo dos Quadros 11 e 12, para o SIN.

Quadro 1 – Acréscimo de Potência Anual no SIN e Evolução da Potência Instalada (MW)

	2002	31/08/03	2003	2004	2005	2006	2007	Total
Acréscimo de Potência Anual no SIN (MW)	-	2.137	4.872	5.591	1.263	1.337	-33	13.030
Evolução da Potência Instalada (MW)	81.492	83.629	86.364	91.955	93.218	94.555	94.522	-

A Figura 1, compara a evolução da potência instalada do SIN prevista na elaboração do Plano Anual 2003, na 1ª Revisão Quadrimestral e agora na 2ª Revisão Quadrimestral. Comparando-se a 1ª e a 2ª Revisões Quadrimestrais, observa-se uma redução significativa na potência instalada prevista para o final de 2003, decorrente de atrasos na entrada em operação de unidades de geração. Contudo, tais atrasos não impactam o restante do período, pois a oferta atrasada em 2003 já aparece incorporada à potência instalada ao final de 2004. Portanto, as variações da potência instalada no quinquênio 2003 – 2007 são muito pequenas entre o Plano Anual 2003 e suas Revisões Quadrimestrais.

Quanto ao Mercado de Energia Elétrica

Foram considerados dois cenários de mercado: o Cenário de Mercado Referência, com taxa de crescimento médio anual no período 2003 – 2007 de 5,6%, e o Cenário de Mercado Alto, no qual a taxa de crescimento médio no período atinge 7,4. Os valores podem ser consultados no Anexo VIII. Destaca-se que ao final de 2007, no Cenário de Mercado Referência, as projeções indicam um atraso de cerca de dois anos na evolução do mercado de energia elétrica em relação às projeções realizadas antes do racionamento.

O Quadro 15 apresenta uma comparação entre a carga própria de energia utilizada quando da elaboração do Plano 2003, da 1ª Revisão Quadrimestral e desta 2ª Revisão, bem como o percentual de crescimento. Constata-se que, para o Cenário de Referência de Mercado, houve uma redução anual de carga da ordem de 800 MWmed no período 2003 – 2007 entre a 1ª e a 2ª Revisões Quadrimestrais, levando a um mercado previsto para esta 2ª Revisão bem mais próximo daquele considerado no Plano Anual.

As variações de carga observadas entre a 1ª e 2ª Revisões estão concentradas praticamente na região Sudeste/Centro-Oeste, não havendo variações significativas nas demais regiões do SIN.

Em relação ao Cenário de Mercado Alto, a maior redução de mercado entre a 1ª e a 2ª Revisão Quadrimestral ocorre em 2003, correspondendo a aproximadamente 1100 MWmed. Essa redução decresce paulatinamente entre 2004 e 2006, até que em 2007 os mercados previstos em ambas as revisões se igualam. Comparando-se o Cenário de Mercado Alto previsto para a 2ª Revisão Quadrimestral com o do Plano Anual 2003, observa-se uma redução de aproximadamente 300 MWmed em 2003 e um aumento anual progressivo no período 2004 – 2006, atingindo um acréscimo máximo em torno de 1200 MWmed em 2007.

O Quadro 2 contém um resumo da evolução da carga própria de energia do SIN para ambos cenários utilizados nas avaliações energéticas desta Revisão.

Quadro 2 – Resumo da Evolução da Carga Própria de Energia do SIN

	2003	2004	2005	2006	2007
Mercado Referência (MWmed) - SIN	41.639	43.737	46.139	48.818	51.761
Mercado Alto (MWmed) - SIN	41.639	44.690	47.786	51.377	55.352

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 109 da GCE;
- **Cenário com Mercado Alto** - considera Oferta de Referência e Mercado Alto.

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

O Cenário com Atraso de Oferta considerado no Plano Anual 2003, que admitiu um atraso genérico de 12 meses nas usinas hidroelétricas com previsão de entrada em operação posterior a junho de 2004 e 6 meses nas usinas termoelétricas

cas com previsão de entrada em operação posterior a junho de 2003, não foi estudado nesta 2ª Revisão, pelos motivos que seguem.

Com base no Quadro 1, constata-se que cerca de 80% da evolução da capacidade instalada no SIN realiza-se no biênio 2003 – 2004, caracterizando que grande parte da oferta do período 2003 – 2007 já estaria próxima do estágio final de implementação no 1º biênio do período de estudo.

Com relação aos empreendimentos termoelétricos, devido à aplicação de diretrizes da Resolução GCE 109, foram considerados somente aqueles que não apresentam impedimentos para entrada em operação no biênio 2003 – 2004 (vide Cronograma de Obras de Geração no Anexo I). Das unidades termoelétricas previstas para entrar em operação em 2004, restritas às regiões Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste, parte significativa corresponde à conclusão de empreendimentos com instalação de turbinas a vapor de ciclo combinado a gás natural. Além disso, destaque-se que, a partir de aplicações das diretrizes da Resolução GCE 109, não se faz necessária a complementação térmica no triênio 2005 – 2007

Assim considerou-se que, da mesma forma que na 1ª Revisão Quadrimestral, um cenário com atraso de oferta não teria impacto significativo na avaliação das condições de atendimento ao SIN também nesta 2ª Revisão Quadrimestral.

2.1 Conclusões da Avaliações com Séries Sintéticas

- a) As análises efetuadas com séries sintéticas permitem afirmar que, para o Cenário de Mercado de Referência, as condições de atendimento energético ao SIN para o período 2004 – 2007 são satisfatórias. Observam-se riscos de déficit de qualquer profundidade em geral inferiores a 5% para os Subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul e Norte, e riscos inferiores a 1,5% para déficits com profundidades acima de 5% da carga em todos os subsistemas (vide Quadro 10, página 26). A região Nordeste apresenta riscos de qualquer déficit superiores a 5% em 2004, 2006 e 2007, porém associados a pequenas profundidades.
- b) Para o Cenário de Mercado Alto, as condições de atendimento energético ao SIN no período 2004 – 2006 são em geral satisfatórias, observando-se riscos inferiores a 1,5% para déficits maiores do que 5% da carga (vide Quadro 11, página 28). Riscos de qualquer déficit mais elevados observados nas regiões Nordeste e Norte no período 2004 – 2006 não devem ser considerados, pois correspondem a déficits de pequena magnitude, que podem ser facilmente contornados através da adoção de políticas operativas específicas.
- c) Riscos de déficit mais elevados em 2007 para o Cenário de Mercado Alto, em todos os subsistemas, indicam que na hipótese de concretização de crescimento médio do consumo próximo ao considerado neste cenário, deveria ser avaliada a expansão adicional de oferta no SIN. Este fato também fica evidenciado pela constatação de CMOs maiores que o VN em todas as regiões do SIN para o ano de 2007 neste cenário. Merece destaque que pela aplicação das diretrizes da Resolução GCE 109 não existem empreendimentos sem impedimentos para entrada em operação em 2007. Dada a Oferta de Referência, a expansão adicional poderia ocorrer 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.
- d) Cabe ressaltar que a análise das condições de atendimento para o último ano do período, no caso 2007, é fortemente influenciada pelos anos subseqüentes, em especial no que diz respeito à expansão da oferta e às projeções de mercado, motivo pelo qual as conclusões para este ano devem ser relativizadas e monitoradas constantemente, conforme estabelecido nos Procedimentos de Rede.

- e) Para o Cenário de Mercado de Referência, os custos marginais de operação médios anuais determinados para o período 2003-2007 são inferiores ao Valor Normativo, conforme indicado na Figura 13, página 33, sendo a Oferta de Referência considerada suficiente, em termos estruturais, para o atendimento ao Mercado de Referência. Nota-se que o CMO da região Nordeste está próximo de VN, sinalizando uma tendência de equilíbrio entre oferta e demanda no final do período nesta região. Ao se considerar o Mercado Alto, ter-se-iam em 2007 valores de CMOs superiores ao VN em todas as regiões do SIN (vide Figura 14, página 33). 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, deveria ser avaliada a expansão adicional de oferta no SIN em 2007, seja pela antecipação da entrada em operação de empreendimentos programados para após o quinquênio em relação à Oferta de Referência, 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.
- f) Os resultados 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.
- g) Apresenta-se a seguir uma análise dos riscos de déficit para cada um dos subsistemas no período 2004 – 2007:

Para os Subsistemas Sul e Sudeste/Centro-Oeste, os riscos de ocorrência de qualquer déficit, no Cenário de Referência, são inferiores a 3% no período 2004 – 2007. No Cenário com Mercado Alto, tais riscos atingem o valor máximo de 5,6% e 5,3% em 2007, nas regiões Sudeste/Centro-Oeste e Sul, respectivamente.

Para o Subsistema Nordeste, os riscos de ocorrência de qualquer déficit, no Cenário de Referência, atingem o valor máximo de 8,7% em 2004, 5,7% em 2006 e 6,4% em 2007. No Cenário com Mercado Alto, os valores atingem 11,7%, 7,5% e 10,8%, para estes mesmos anos. Destaca-se que esses déficits são de pequena profundidade, conforme pode ser constatado nos Quadros 10 e 11, páginas 26 e 28, que indicam probabilidades máximas de 2,6% para ocorrência de déficits médios anuais superiores a 5% da carga em quaisquer dos cenários.

Ressalte-se que valores de risco de déficit de qualquer profundidade superiores a 5% verificados na região Nordeste não são significativos, pois observa-se que a estratégia inerente ao modelo de otimização empregado busca minimizar o custo total de operação do SIN. Para tal, simula em sua estratégia cortes de carga de pequena monta para evitar cortes mais profundos e de custos mais elevados. Há então uma tendência de aumento do número total de casos com déficits, com redução na quantidade de déficits de maior profundidade. A Figura 7, página 27, indica que a maioria absoluta dos déficits encontrados em 2004 é inferior a 1% da carga média anual, enquanto que a Figura 8, página 27, indica que a maior parte dos déficits encontrados em 2007 corresponde a até 5% da carga. Assim, ratifica-se que esses déficits indicados pela simulação são de pequena monta e não devem ser considerados, uma vez que, na fase de operação, seriam evitados sem dificuldades através de políticas operativas específicas, principalmente com a efetivação de intercâmbios entre subsistemas e despacho de usinas térmicas. Esses resultados são corroborados pela análise com séries históricas apresentada no item 6.3, que indica déficit para a série mais crítica do histórico de apenas 0,7% da carga desta região Nordeste em 2004. Para o ano 2007, observam-se déficits mais severos, correspondendo a 8,8% da carga dessa região, ainda que para o final do período crítico.

Para o Subsistema Norte, o risco de ocorrência de qualquer déficit, no Cenário de Referência, atinge o valor máximo de 3,4% em 2007. No Cenário com Mercado Alto este risco é de 11,3% em 2006 e 8,4% em 2007. Da mesma forma que na região Nordeste, constata-se que esses déficits são de pequena profundidade, representando apenas resultados da simulação, não indicando a efetiva ocorrência de riscos de déficits, não devendo portanto ser considerados. O Quadro 11, página 28, indica que a probabilidade do déficit anual ser maior que 5% da carga é inferior a 1,2% para o Cenário de Mercado Alto. A Figura 12, página 30, mostra que em 2006 somente em 51 das 225 séries para as quais houve déficit este foi superior a 2% da carga média anual, sendo estes pequenos déficits facilmente elimináveis por políticas específicas de intercâmbio; o mesmo é válido para 2007. Observe-se novamente que a análise com séries históricas indica pequenos déficits em 2006.

2.2 Conclusões da Avaliação com Séries Históricas

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 2003 – 2007 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 5 anos (vide Quadros 12 a 15, páginas 35 e 36).

- a) As avaliações não indicam déficits significativos para o biênio 2004 – 2005, mesmo na ocorrência do biênio mais crítico do período histórico. O maior déficit observado nesse biênio foi em 2004 no Subsistema Nordeste, correspondendo a 47 MWmed, que seriam facilmente eliminados com geração térmica adicional e/ou políticas específicas de intercâmbio.
-
- b) Em 2006 são detectados déficits um pouco mais significativos, equivalentes a no máximo 2,1% da carga na região Nordeste e 2,2% da carga na região Sudeste/Centro-Oeste, na hipótese de repetição para esse ano da série histórica de afluências de 1955. Déficit dessa ordem podem ser eliminados através de políticas de intercâmbio específicas, caso não haja coincidência de condições desfavoráveis nos subsistemas.
- c) Da mesma forma, na hipótese de repetição em 2007 da série histórica de afluências do ano de 1955, ocorreriam déficits de até 8,8% da carga na região Nordeste, 7,7% da carga na região Norte e 8,7% da carga na região Sudeste/Centro-Oeste. Tais déficits poderiam ser eliminados pela conjugação de políticas de intercâmbio específicas e expansão adicional de oferta no SIN em relação à Oferta de Referência, que segue as diretrizes relativamente conservadoras da Resolução GCE 109.

2.3 Atendimento à Ponta do Sistema

Considerando o programa de expansão com base na Resolução GCE 109, não há qualquer risco de não atendimento à ponta do SIN no período 2003-2007. Mesmo para o mês mais crítico, foram verificadas sobras superiores à reserva de potência considerada, conforme indicado no Quadro 40.

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

2.4 Conclusão Final

Concluindo, as análises efetuadas permitem afirmar que as condições de atendimento ao SIN para o período 2003/2007 são satisfatórias, seja com base em avaliações probabilísticas, seja considerando-se a repetição das séries mais críticas do histórico.

É importante registrar que estes resultados 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 do SIN quadrimestralmente, conforme estabelecido nos Procedimentos de Rede, ou mesmo excepcionalmente, em caso de alterações relevantes.

3 PREMISSAS

Neste capítulo são apresentados os principais dados utilizados na elaboração desta 2ª Revisão Quadrimestral do Planejamento Anual da Operação Energética para 2003, bem como referenciadas as demais informações complementares apresentadas nos anexos deste documento.

3.1 Usinas em Operação e Definição da Configuração Futura do SIN

Para fins de elaboração dos estudos do Planejamento Anual da Operação Energética, considera-se todo o parque hidrotérmico existente, inclusive interligações internacionais já em operação. A expansão da configuração é definida conforme os critérios resumidos no relatório do Planejamento Anual da Operação Energética – Ano 2003. Estes critérios estão em consonância com a Resolução GCE 109 e com os Procedimentos de Rede do ONS.

A relação das usinas em expansão no período 2003-2007 encontra-se no Anexo I – Cronograma de Obras de Geração. Neste anexo, além da potência efetiva, pode-se identificar a empresa proprietária, o tipo da usina caracterizado pelo combustível e sua localização.

Para complementar as informações referentes aos aproveitamentos que compõem a configuração utilizada nesta 2ª Revisão Quadrimestral, foi elaborado o Anexo II, que apresenta as principais características das Usinas Hidráulicas, dos Reservatórios e das Usinas Térmicas. Neste anexo foram destacadas as novas usinas que passaram a fazer parte da configuração do estudo ou aquelas que sofreram alguma alteração em suas características, tais como potência efetiva de cada máquina e/ou índices de confiabilidade (TEIF, IP e FCMAX), em relação aos dados apresentados para a 1ª Revisão Quadrimestral.

3.2 Evolução da Potência Instalada

O cronograma dos empreendimentos foi consolidado pelo ONS a partir de informações obtidas dos relatórios de Acompanhamento das Usinas Termoelétricas Autorizadas, das Usinas Hidroelétricas com Outorga e das Pequenas Centrais Hidroelétricas em Construção, disponibilizados na *homepage* da ANEEL em 15 de agosto de 2003. Somente são considerados os empreendimentos para os quais não existam impedimentos para entrada em operação, de acordo com as premissas da Resolução 109 da GCE, de 24 de janeiro de 2002.

O Anexo I contém o cronograma completo de obras até o ano de 2007, atualizado nesta 2ª Revisão Quadrimestral.

Com o objetivo de esclarecer as diferenças detectadas, ano a ano, entre a 1ª e a 2ª Revisão Quadrimestral, os empreendimentos que influenciaram na alteração da configuração de potência instalada foram classificados segundo o tipo de ocorrência no cronograma e são apresentados nos Quadros 3 a 11 que se seguem.

Os Quadros 3 e 4 apresentam, respectivamente, os empreendimentos que sofreram atraso ou antecipação de cronograma em relação àquele previsto para a 1ª Revisão Quadrimestral, bem como a sua nova previsão.

Quadro 3 – Usinas com Atraso no Cronograma

Usina	1ª Revisão Quadrimestral		2ª Revisão Quadrimestral	
	Data	Potência (MW)	Data	Potência (MW)
UHE Aimorés (UG1)	dez/2003	110,0	out/2004	110,0
UTE Fortaleza	dez/2003	346,6	jan/2004	346,6
UHE Quebra Queixo (UG1)	jun/2003	40,0	jan/2004	40,0
UHE Quebra Queixo (UG2)	ago/2003	40,0	mar/2004	40,0
UHE Quebra Queixo (UG3)	set/2003	40,0	mai/2004	40,0
UHE Queimado (UG2)	out/2003	35,0	jan/2004	35,0
UHE Quemado (UG3)	dez/2003	35,0	fev/2004	35,0
UTE Santa Cruz Nova (UG2 – ciclo aberto)	set/2003	200,0	jan/2004	200,0
UTE Termorio (Bloco I)	jul/2003	246,5	fev/2004	246,5
UTE Termorio (Bloco II)	jul/2003	246,5	mai/2004	246,5
UTE Termorio (Bloco III)	out/2003	246,5	set/2004	246,5
UTE Termorio (Bloco I – vapor)	out/2003	176,8	fev/2004	176,8

Quadro 4 – Usinas com Antecipação no Cronograma

Usina	1ª Revisão Quadrimestral		2ª Revisão Quadrimestral	
	Data	Potência (MW)	Data	Potência (MW)
UHE Monte Claro (UG1)	jan/2005	65,0	nov/2004	65,0

Nesta 2ª Revisão Quadrimestral foram transferidas para atendimento ao sistema isolado as usinas emergenciais Distrito Industrial I (19 MW), Distrito Industrial II (19 MW), Jaboti (12,8 MW) e 4,8 MW da UTE Maranguape. Foram também redefinidas as potências contratadas das demais usinas do produtor independente CGE – Ceará Geradora de Energia S/A.

Além disso, foram alteradas as potências da UTE Nordeste Generation, por informação da CBEE – Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial, e Wilian Arjona 4 e 5, em consequência do Despacho N° 398 da Superintendência de Concessões e Autorizações de Geração da ANEEL, de 07/07/2003.

Quadro 5 – Usinas Térmicas Emergenciais (CBEE)

Usina	Região	1ª Revisão Quadrimestral Potência (MW)	2ª Revisão Quadrimestral Potência (MW)
UTE Dist Ind I	NE	19	0
UTE Dist Ind II	NE	19	0
UTE Jaboti	NE	12,8	0
UTE Aquiraz	NE	13,0	14,4
UTE Arjona45	SE	62,5	61,1
UTE Coluna	NE	9,0	9,1
UTE Maranguape	NE	16,0	11,2
UTE Nordeste Generation	NE	168,53	143,55
UTE Pacajus	NE	9,0	9,1

Obs.: Os valores negativos representam o término da contratação de energia emergencial.

Dessa forma, foram retirados nesta 2ª Revisão Quadrimestral cerca de 80 MW em 2003, provenientes de usinas do Programa de Contratação de Térmicas Emergenciais. Vale lembrar que esta contratação de energia emergencial terminará a partir de 2005. Portanto, deixarão de estar disponíveis no SIN cerca de 892 MW em janeiro de 2005 e 856 MW em janeiro de 2006.

Do Quadro 6 constam os empreendimentos cujas fases de ciclo combinado, conforme Resolução ANEEL Nº 294 de 28/05/2002, passaram a constar do conjunto de usinas termoeletricas consideradas na expansão, o que representa um acréscimo de 162 MW na potência instalada no período 2004 – 2005.

Quadro 6 – Usinas Térmicas com fase II em Ciclo Combinado incluídas na configuração

Usina	1ª Revisão Quadrimestral		2ª Revisão Quadrimestral	
	Data	Potência (MW)	Data	Potência (MW)
UTE Santa Cruz Nova (UG3 – vapor)	-	-	set/2004	82,0
UTE Santa Cruz Nova (UG4 – vapor)	-	-	Jan/2005	82,0
UTE Santa Cruz 12	-	-	set/2004	-168,0

Obs.: O valor negativo representa a desativação das máquinas 1 e 2 da UTE Santa Cruz (óleo combustível) que serão capacitadas na função de ciclo vapor da UTE Santa Cruz Nova (564 MW).

Do Quadro 7 constam os empreendimentos que por não apresentarem impedimentos para entrada em operação nas datas anteriormente previstas (data de entrada em operação da primeira unidade), conforme relatório de fiscalização da ANEEL, passaram a constar do conjunto de usinas consideradas na expansão, o que representa um acréscimo na potência instalada de 30 MW em 2003, 86,2 MW em 2004, de 79,3 MW em 2005 e de 14,7 MW em 2006, totalizando 210,2 MW no período 2003 – 2007.

Quadro 7 – Usinas que passaram a ser consideradas na configuração

Usina	1ª Revisão Quadrimestral		2ª Revisão Quadrimestral	
	Data	Potência (MW)	Data	Potência (MW)
UTE Fafen (UG3)	-	-	out/2003	30,0
UTE Fafen (UG4)	-	-	fev/2004	61,2
UHE Itapebi (UG4)	-	-	set/2004	25,0
UHE Ourinhos (UG1)	-	-	set/2005	14,6
UHE Ourinhos (UG2)	-	-	nov/2005	14,7
UHE Ourinhos (UG3)	-	-	jan/2006	14,7
UHE Picada (UG1)	-	-	ago/2005	25,0
UHE Picada (UG2)	-	-	set/2005	25,0

Do Quadro 8 constam os empreendimentos que deixaram de constar do conjunto de usinas consideradas na expansão, o que representa uma diminuição de 167 MW de potência em 2003 e de 106,3 MW em 2007.

Quadro 8 – Usinas que deixaram de ser consideradas na configuração

Usina	1ª Revisão Quadrimestral		2ª Revisão Quadrimestral	
	Data	Potência (MW)	Data	Potência (MW)
UTE Barra Grande dos Lençóis *	jun/2003	36,6	-	-
UTE Coinbra – Cresciumal *	jul/2003	36,6	-	-
UTE Corn Mogi *	mai/2003	34,9	-	-
UTE Corumbá **	2003	6,0	-	-
UTE Coxim **	2003	3,0	-	-
UHE Serra do Facão (UG1)	nov/2007	106,3	-	-
UTE Vale do Rosário *	ago/2003	50,0	-	-

* As UTEs BG Lençóis, Coinbra-Cresciumal, Corn Mogi e Vale do Rosário foram consideradas como montantes adquiridos de geradores/autoprodutores, com contratos com distribuidoras, não tendo parcela de geração livre disponível para o SIN superior a 30 MWmed;

** Em virtude das pequenas térmicas Coxim e Corumbá não serem despachadas centralizadamente, as mesmas só são consideradas para efeito de estimativas da CCC.

*** A UHE Serra do Facão apresentou impedimentos para entrada em operação, conforme relatório de fiscalização da ANEEL.

Os empreendimentos apresentados no Quadro 9 sofreram as seguintes alterações na potência considerada nos estudos:

Quadro 9 – Usinas que sofreram alterações na potência

Usina	1ª Revisão Quadrimestral	2ª Revisão Quadrimestral
UTE Camaçari Gás (UG4 e UG5)	94,0 MW em 2004	144,0 MW em 2004
UTE Norte Fluminense (UG1 a UG3)	474,0 MW em 2003	568,65 MW em 2003
UTE Norte Fluminense (UG4 – vapor)	251,0 MW em 2004	291,55 MW em 2004
UHE Santa Clara PR	119,0 MW em 2005	120,0 MW em 2005
UTE Termorio (Blocos II e III – vapor)	246,5 MW em 2004	246,6 MW em 2004

As diferenças relativas à configuração do sistema existente na 1ª Revisão Quadrimestral e o considerado na configuração atual estão listadas no Quadro 10 a seguir:

Quadro 10 – Diferenças relativas à configuração do sistema existente em 31/12/2002

Usina	1ª Revisão Quadrimestral	2ª Revisão Quadrimestral
UTE Aracruz	83,2 MW em 01/05/02	-

Obs.: A UTE Aracruz foi excluída por se tratar de um Autoprodutor que não disponibilizará potência no SIN acima de 30 MW.

O Quadro 11 contém um resumo da evolução da potência instalada incremental, por tipo de fonte de geração, comparando os valores previstos na 1ª Revisão Quadrimestral com os apresentados nesta 2ª Revisão Quadrimestral, bem como os verificados nos 1º e 2º quadrimestres de 2003.

Quadro 11 – Evolução da Potência Instalada Incremental (em MW)

	1ª Revisão Quadrimestral*						2ª Revisão Quadrimestral*,**					
	2003	2004	2005	2006	2007	Total	2003	2004	2005	2006	2007	Total
UHE	2.535	2.197	2.089	2.210	106	9.137	2.235	2.587	2.104	2.225	0	9.151
UTE PPT	4.042	1.419	0	0	0	5.461	2.664	3.055	82	0	0	5.801
UTE Emergencial	0	0	-918	-910	0	-1.828	-80	0	-892	-856	0	-1.828
UTE Outras	-158	-272	0	0	0	-430	-260	-379	0	0	0	-639
Itaipu Paraguai	313	328	-31	-32	-33	545	313	328	-31	-32	-33	545
Importação Argentina	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	6.732	3.672	1.140	1.268	73	12.885	4.872	5.591	1.263	1.337	-33	13.030

*Inclui valores verificados no 1º Quadrimestre de 2003.

**Inclui valores verificados no 2º Quadrimestre de 2003.

Obs.: (1) O valor negativo em "UTE Outras" deve-se à saída de Camaçari (óleo diesel), Piratininga (óleo combustível) e Santa Cruz 12 (óleo combustível) convertidas para "UTE PPT" (respectivamente, Camaçari G, Nova Piratininga e Santa Cruz Nova).

(2) O acréscimo da oferta de Itaipu-Paraguai varia em função do consumo da ANDE, os valores negativos justificam-se pelo aumento do consumo declarado para a ANDE no período 2005-2007.

(3) Os valores negativos em "UTE Emergencial" em 2005 e 2006 representam o término da contratação de energia emergencial.

Comparando-se o acréscimo de potência entre a 1ª Revisão Quadrimestral e a 2ª Revisão Quadrimestral, verifica-se um aumento de apenas 145 MW, acumulado no período 2003 – 2007.

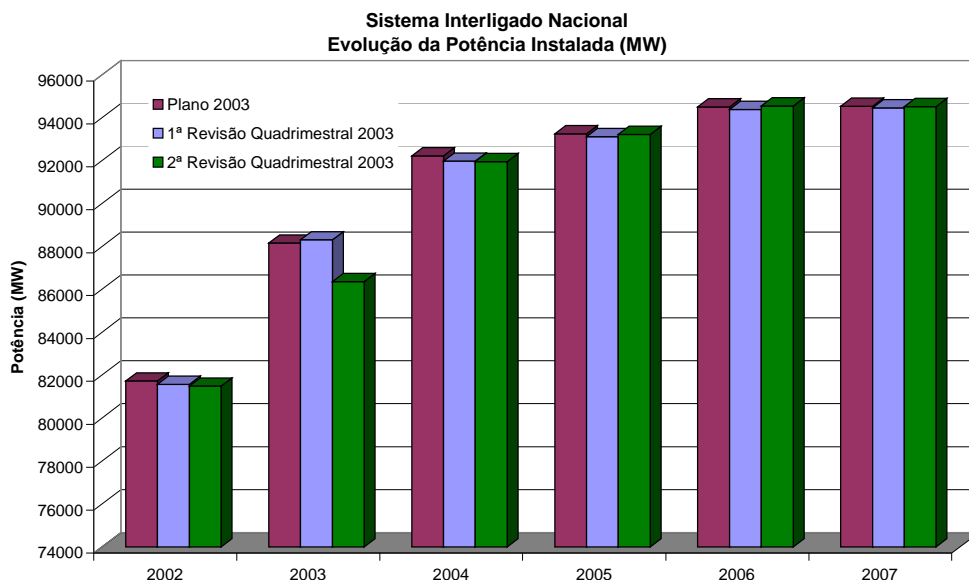
O Quadro 12 apresenta a evolução da potência instalada total no SIN no período 2003 – 2007, por ano e por fonte de geração.

Quadro 12 – Evolução da Potência Instalada (em MW)

REGIÃO	TIPO	2002	31/08/03	2003	2004	2005	2006	2007
SUDESTE	Hidráulica	31.971	32.440	32.631	33.183	33.747	33.882	33.882
	Térmica PPT	1.513	1.624	3.032	4.959	5.041	5.041	5.041
	+ Térmica Emergencial	399	398	398	398	253	0	0
	C.OESTE Térmica Outras	2.120	2.120	2.120	1.680	1.680	1.680	1.680
	Nuclear	2.007	2.007	2.007	2.007	2.007	2.007	2.007
	Total	38.010	38.589	40.188	42.227	42.728	42.610	42.610
SUL	Hidráulica	11.004	11.004	11.004	11.189	11.604	12.944	12.944
	Térmica PPT	0	160	629	629	629	629	629
	Térmica Outras	2.115	2.115	2.115	2.115	2.115	2.115	2.115
	Total	13.119	13.279	13.748	13.933	14.348	15.688	15.688
NORDESTE	Hidráulica	10.134	10.584	10.584	10.609	10.609	10.609	10.609
	Térmica PPT	174	428	690	1.818	1.818	1.818	1.818
	Térmica Emergencial	1.429	1.350	1.350	1.350	603	0	0
	Térmica Outras	291	1	31	92	92	92	92
	Total	12.028	12.363	12.655	13.869	13.122	12.519	12.519
NORTE	Hidráulica	4.270	5.020	5.395	6.520	7.645	8.395	8.395
	Total	4.270	5.020	5.395	6.520	7.645	8.395	8.395
BRASIL	Hidráulica	57.379	59.048	59.614	61.501	63.605	65.830	65.830
	Térmica PPT	1.687	2.212	4.351	7.406	7.488	7.488	7.488
	Térmica Emergencial	1.828	1.748	1.748	1.748	856	0	0
	Térmica Outras	4.526	4.236	4.266	3.887	3.887	3.887	3.887
	Nuclear	2.007	2.007	2.007	2.007	2.007	2.007	2.007
	Total	67.427	69.251	71.986	76.549	77.843	79.212	79.212
ITAIPU (BRASIL)	(50% Total)	6.300	6.300	6.300	7.000	7.000	7.000	7.000
BRASIL	Recurso Próprio	73.727	75.551	78.286	83.549	84.843	86.212	86.212
Argentina	Importação (Sul)	2.178	2.178	2.178	2.178	2.178	2.178	2.178
Paraguai	Compras Itaipu	5.587	5.900	5.900	6.228	6.197	6.165	6.132
BRASIL	Total	81.492	83.629	86.364	91.955	93.218	94.555	94.522

A Figura 1 a seguir mostra graficamente a comparação da evolução da potência instalada total do SIN no período 2003 – 2007 entre o Planejamento Anual da Operação Energética e as suas revisões quadrimestrais (1ª e 2ª).

Figura 1 Evolução da Potência Instalada (em MW)



3.3 Evolução da Carga Própria

Com vistas à elaboração da 2ª Revisão Quadrimestral do Planejamento Anual da Operação Energética – Ano 2003, o ONS, em conjunto com o Comitê Técnico de Estudos de Mercado – CTEM / CCPE, efetuou a revisão das projeções de carga própria de energia e demanda para o período 2003/2007. Para esta previsão, levaram-se em consideração os valores de carga verificados até julho de 2003 no SIN, que indicaram a necessidade de alteração – sobretudo no curto prazo – das previsões que foram utilizadas para a 1ª Revisão Quadrimestral. Incorporaram-se as novas informações sobre a conjuntura econômica, a perspectiva de evolução da economia e entrada de novas cargas industriais.

A exemplo dos estudos anteriores, foram geradas previsões para dois cenários da economia. O primeiro deles corresponde à evolução mais gradativa do crescimento da carga, aderente à superação das dificuldades e estrangulamentos da economia brasileira, com conseqüente melhoria do desempenho industrial, tanto em função do aumento de competitividade no setor externo, quanto ao aquecimento do mercado interno, acarretando aumento de demanda de energia elétrica. Este é o Cenário de Referência para a 2ª Revisão Quadrimestral do Planejamento Anual da Operação Energética.

O segundo, mais otimista, considera desenvolvimento mais acelerado, ocasionado pela modernização produtiva, volumosos investimentos em infra-estrutura, consolidação das reformas políticas e institucionais do setor elétrico, maior grau de competitividade nacional no setor externo, políticas regionais desenvolvimentistas e melhoria significativa das Contas Públicas. Este é o Cenário de Mercado Alto para a 2ª Revisão Quadrimestral.

Cabe ressaltar que os cenários macroeconômicos são provenientes de estudos realizados pelo Grupo de Trabalho para Elaboração de Premissas Básicas – GTPB, do CTEM / CCPE.

Na comparação entre o Planejamento Anual da Operação Energética – Ano 2003 e a 2ª Revisão Quadrimestral, verificou-se uma variação da carga média anual entre os subsistemas conforme o Quadro 13 a seguir:

Quadro 13 – Variação percentual entre o Planejamento Anual da Operação Energética – Ano 2003 e a 2ª Revisão Quadrimestral – Mercado de Referência

SUBSISTEMA / ANO	2003	2004	2005	2006	2007
Sudeste/Centro-Oeste	1,2%	1,6%	1,7%	1,7%	1,7%
Sul	-3,4%	-3,4%	-3,4%	-3,4%	-3,4%
Nordeste	0,6%	0,6%	0,6%	0,5%	0,5%
Norte	-1,2%	0,6%	0,6%	0,6%	8,7%
SIN	0,2%	0,5%	0,6%	0,6%	1,1%

Utilizou-se a hipótese de crescimento no PIB no intervalo 1,5% - 1,8% para o ano de 2003 e 3,8%, em média, para o período 2004-2007, contrastando com o crescimento do PIB mais otimista que foi considerado na 1ª Revisão Quadrimestral, de 2% e 4,5%, para 2003 e o restante do período, respectivamente.

Para o Cenário de Mercado de Referência, prevê-se 41.639 MWmed para o SIN em 2003, que, em relação à carga verificada em 2002, de 39688 MWmed, corresponde a um crescimento previsto de 5,0%, bem inferior aos 7,2% que haviam sido considerados na 1ª Revisão Quadrimestral.

Destaca-se que as previsões atuais para as regiões Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste se encontram mais aderentes às previsões para a elaboração do Relatório do Planejamento Anual da Operação Energética do que aquelas da 1ª Revisão Quadrimestral.

Com relação à Região Sul, as previsões atuais são mais pessimistas do que as da 1ª Revisão Quadrimestral, que eram próximas das do Planejamento Anual. A

nova previsão apresenta um descolamento de -3,4% com relação ao Planejamento Anual.

O forte afastamento da Região Norte em 2007, com relação ao que havia sido previsto anteriormente, se deve à consideração de novas cargas eletrointensivas, hipótese que não havia sido considerada por época da elaboração do Planejamento Anual.

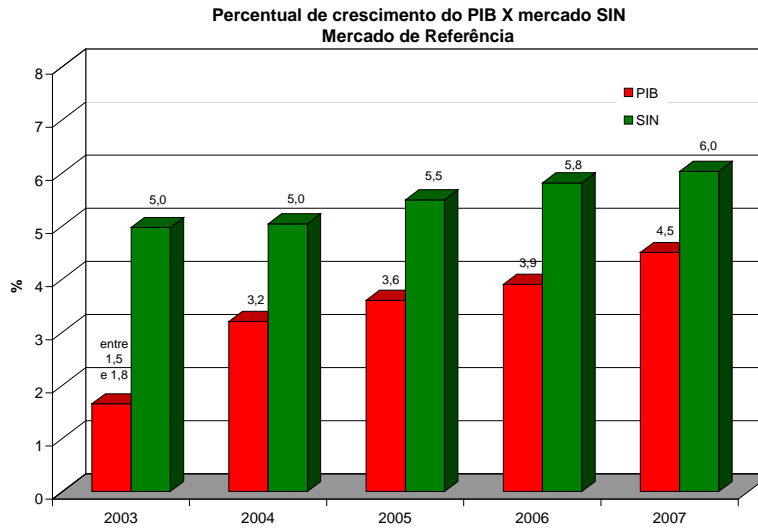
Com relação à comparação entre as previsões da 1ª Revisão Quadrimestral com a 2ª Revisão Quadrimestral, destaca-se que, à exceção da Região Norte, no período de 2004 a 2007 todas as novas previsões são inferiores, ficando o SIN também com previsão inferior, de 2% para 2003 e 1,6% para o restante do período, conforme o Quadro 14 a seguir:

Quadro 14 – Variação percentual entre as previsões da 1ª Revisão Quadrimestral e a 2ª Revisão Quadrimestral – Mercado de Referência

SUBSISTEMA / ANO	2003	2004	2005	2006	2007
Sudeste/Centro-Oeste	-2,2%	-1,8%	-1,8%	-1,8%	-1,8%
Sul	-3,5%	-3,5%	-3,5%	-3,5%	-3,5%
Nordeste	-0,2%	-0,2%	-0,2%	-0,2%	-0,2%
Norte	-0,7%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%
SIN	-2,0%	-1,6%	-1,6%	-1,6%	-1,6%

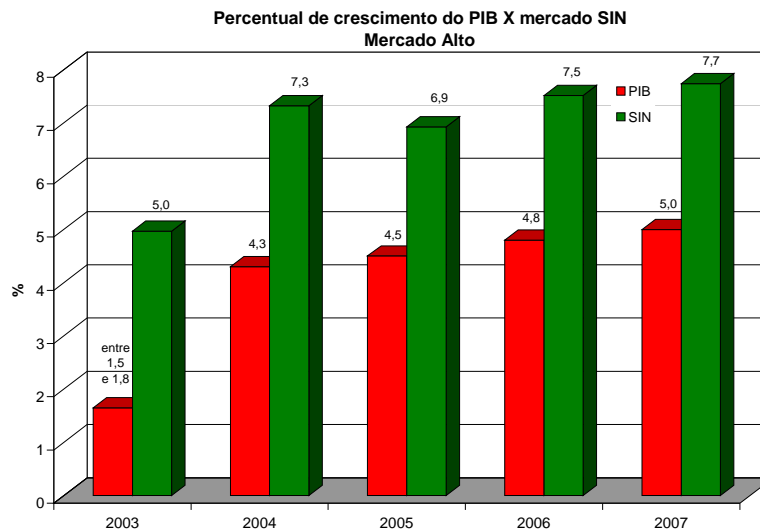
As Figuras 2 e 3 apresentam a evolução comparativa entre as projeções de crescimento do PIB e do Cenário de Mercado Referência do SIN, bem como para o Cenário de Mercado Alto, para o período 2003 – 2007.

Figura 2 – Percentual de Crescimento do PIB x Mercado SIN – Cenário de Mercado Referência



Fonte: CTEM / CCPE / MME e ONS.

Figura 3 – Percentual de Crescimento do PIB x Mercado SIN – Cenário de Mercado Alto



Fonte: CTEM/CCPE/MME e ONS.

Com relação às projeções da carga própria de demanda instantânea – demanda máxima ocorrida dentro do horário de ponta do sistema – para o SIN e seus sub-sistemas elétricos, nos dois cenários considerados, estas foram determinadas sem variação significativa dos fatores de carga utilizados anteriormente no Planejamento Anual e 1ª Revisão Quadrimestral.

O Anexo VIII contém os valores de carga própria de energia (Cenário de Mercado Referência e Cenário de Mercado Alto) e de demanda instantânea e não simultânea, por subsistema, para o período 2003 – 2007.

Destaca-se também, neste Anexo VIII, os valores em m³/s e MWmed que foram considerados para irrigação no Nordeste, informados pela Agência Nacional de Águas – ANA, através Ofício Nº 192/2002 – DPR/ANA. Estes valores, adicionados à carga do Nordeste, representam 551 MWmed, em média, no período 2003 a 2007. Neste mesmo anexo também são apresentados as cargas de bombeamento da Light e EMAE, o consumo interno de Itaipu e o mercado da ANDE suprido por Itaipu.

O Quadro 15 apresenta a previsão de carga para o SIN considerada nesta 2ª Revisão Quadrimestral e aquelas usadas no Planejamento Anual da Operação Energética – Ano 2003 e sua 1ª Revisão Quadrimestral, onde se destaca o crescimento no período de 5,59% para o Mercado de Referência desta revisão.

Quadro 15 – Carga Própria de Energia (MWmed) e Taxas de Crescimento – Mercado de Referência

ANO	SE/CO		Sul		Nordeste		Norte		SIN	
	Plano 2003	2ª Revisão	Plano 2003	2ª Revisão	Plano 2003	2ª Revisão	Plano 2003	2ª Revisão	Plano 2003	2ª Revisão
2003	25.713	26014	7.075	6834	5.994	6029	2.795	2762	41.577	41639
2004	26.827	27263	7.486	7231	6.222	6258	2.969	2986	43.504	43737
2005	28.214	28680	7.905	7636	6.602	6640	3.164	3183	45.885	46139
2006	29.761	30258	8.316	8033	7.107	7144	3.363	3384	48.547	48818
2007	31.446	31983	8.734	8434	7.504	7544	3.496	3800	51.180	51761
Cresc. (%)	5,20%	5,30%	5,40%	5,40%	5,80%	5,77%	5,80%	8,30%	5,30%	5,59%

ANO	SE/CO		Sul		Nordeste		Norte		SIN	
	1ª Revisão	2ª Revisão	1ª Revisão	2ª Revisão	1ª Revisão	2ª Revisão	1ª Revisão	2ª Revisão	1ª Revisão	2ª Revisão
2003	26605	26014	7079	6834	6041	6029	2783	2762	42508	41639
2004	27749	27263	7490	7231	6271	6258	2955	2986	44465	43737
2005	29192	28680	7910	7636	6653	6640	3151	3183	46905	46139
2006	30797	30258	8321	8033	7159	7144	3349	3384	49626	48818
2007	32553	31983	8737	8434	7560	7544	3761	3800	52610	51761
Cresc. (%)	5,2%	5,30%	5,4%	5,40%	5,8%	5,77%	7,8%	8,30%	5,5%	5,59%

3.4 Geração Térmica – Classes, Custos de Operação e Inflexibilidades

Conforme metodologia adotada na representação a subsistemas equivalentes, as usinas termoeletricas são representadas através de classes térmicas de

mesmo custo de operação e com características operativas semelhantes. Os custos considerados nesta 2ª Revisão estão discriminados no Anexo IV.

Para os custos das usinas com direito de reembolso da CCC (Conta de Consumo de Combustíveis), a ELETROBRÁS, atual Administradora da CCC, forneceu os custos do período 2003 a 2005 considerando os fatores constantes no Ofício N° 78 de 08/04/2003 da SRG/ANEEL, conforme descrito a seguir:

Preço(térmica) = a × preço(Eletróbrás) + b × preço(Agente), onde:

a = 0,75 e b = 0,25 ; em 2003

a = 0,50 e b = 0,50 ; em 2004

a = 0,25 e b = 0,75 ; em 2005

Para os anos de 2006 e 2007, os próprios agentes informaram os custos de suas usinas.

No caso das demais usinas, não participantes da CCC, o preço de despacho é aquele declarado pelo agente para todo o período de estudo, podendo ter variação anual.

Os valores de inflexibilidade de geração térmica utilizados nesta revisão estão em consonância com: (i) Planos de Conservação de unidades geradoras ou Ofícios da ANEEL que deliberaram sobre o assunto; (ii) contratos de compra mínima de combustível; e (iii) despachos de geração por razões elétricas em algumas áreas geo-elétricas onde pode ser necessária uma geração térmica adicional para garantir o atendimento, estabilidade ou índices de confiabilidade, de forma a evitar/minimizar os efeitos danosos de deficiências da rede elétrica.

Os valores referentes às restrições elétricas por patamar de carga estão apresentados no Quadro 16.

Quadro 16 – Inflexibilidades por restrições elétricas (MWmed)

Usina Termelétrica	Pesada	Média	Leve	Média	Período
SUDESTE/CENTRO-OESTE					
William Arjona	96	96	32	72,08	Set e Out/03
	96	96	64	84,04	Nov e Dez/03
	96	96	32	72,08	2004
Macaé Merchant	350	350	100	256,56	Set/03
	350	200	100	178,29	Out/03
	500	450	350	417,85	Nov/03
	600	600	350	506,56	Dez/03
	350	300	150	249,16	Jan/04
	400	400	200	325,25	Fev e Abr/04
	400	450	200	351,34	Mar/04
	480	450	250	378,38	Mai/04
	100	100	0	62,62	Jun e Jul/04
	350	250	150	223,07	Ago e Set/04
	200	200	150	181,31	Out/04
200	200	200	200	Nov e Dez/04	
SUL					
P. Médici A	25	25	0	15,66	Set/03
	50	50	0	31,31	Out a Dez/03
	50	50	50	50	2004
P. Médici B	90	0	0	9,40	Set a Nov/03
	90	90	0	56,36	Dez/03
	90	180	90	136,96	Jan a Mar/04 e Nov e Dez/04
	90	90	90	90	Abr a Out/04
J.Lacerda A1	25	25	0	15,66	Set a Dez/03
	25	50	25	38,05	Jan a Mar/04 e Nov e Dez/04
	25	25	25	25	Abr a Out/04
J.Lacerda A2	33	33	0	20,67	Set/03
	0	33	0	17,22	Nov e Dez/03
	33	66	33	50,22	Jan a Mar/04 e Nov e Dez/04
	33	33	33	33	Abr a Out/04
J.Lacerda B	80	80	0	50,10	Set/03
	160	160	0	100,20	Out e Nov/03
	0	160	0	83,49	Dez/03
	80	160	80	121,74	Jan a Mar/04 e Nov e Dez/04
	80	80	80	80	Abr a Out/04
J.Lacerda C	0	180	0	93,93	Nov e Dez/03
	180	180	180	180	2004
Uruguaiana	220	0	0	22,98	Set e Out/03
	220	220	0	137,77	Nov/03 a Mar/04
	220	0	0	22,98	Abr, Mai, Set e Out/04
	0	220	0	114,80	Jun a Ago/04
	220	220	0	137,77	Nov e Dez/04

Os Quadros 17 e 18 apresentam os valores de inflexibilidade resultante dos Planos de Conservação de unidades geradoras e os referentes à geração associada a compras mínimas de combustível, para as usinas participantes da CCC.

Quadro 17 – Inflexibilidades para conservação das unidades geradoras participantes da CCC

Usina Termoelétrica	Inflexibilidade	Documento gerador
SUDESTE/CENTRO-OESTE	(MWmed)	
Igarapé	5,5	Correspondência CEMIG (*)
Santa Cruz 1 e 2	14	Correspondência FURNAS
Santa Cruz 3 e 4	54	Correspondência FURNAS
Roberto Silveira (Campos)	3	Correspondência FURNAS
Carioba	0	Correspondência CPFL
Piratininga óleo	0	Correspondência EMAE
Brasília	0	Correspondência CEB
Coxim	0	Correspondência Eletrobrás
Corumbá	0	Correspondência Eletrobrás
SUL		
Alegrete	0,7	Correspondência Tractebel
Charqueadas	4,3	Correspondência Tractebel
J. Lacerda A1	4,2	Correspondência Tractebel
J. Lacerda A2	5,5	Correspondência Tractebel
J. Lacerda B	13,3	Correspondência Tractebel
J. Lacerda C	15	Correspondência Tractebel
Nutepa	0	Correspondência CGTEE

(*) O agente informou a discretização mensal da conservação (set e nov/03 = 5,5 MWmed e out e dez/03 = zero. A partir de 2004 igual a 2,78 MWmed)

Quadro 18 – Inflexibilidades por compra mínima contratual de combustível para usinas participantes da CCC

Usina Termoelétrica	Inflexibilidade (MWmed)
SUDESTE/CENTRO-OESTE	
Piratininga gás	25 ⁽¹⁾
SUL	
J. Lacerda A1	25 ⁽²⁾
J. Lacerda A2	33 ⁽²⁾
J. Lacerda B	80 ⁽²⁾
J. Lacerda C	285 ⁽²⁾
P. Médici A	41,6 ⁽³⁾
P. Médici B	90 ⁽⁴⁾
Charqueadas	19,8 ⁽²⁾
Figueira	9,1 ⁽²⁾
São Jerônimo	5 ⁽²⁾
NORDESTE	
Camaçari gás	56,2 ⁽⁵⁾

⁽¹⁾ 16,5 MWmed em 2004, 8,2 MWmed em 2005 e zero a partir de 2006.

⁽²⁾ Zero a partir de 2004.

⁽³⁾ 27 MWmed em 2004 e zero a partir de 2005.

⁽⁴⁾ Zero a partir de 2005.

⁽⁵⁾ Valor médio (55,1 MWmed em set e nov/03 e 56,8 MWmed em out e dez/03). Zero a partir de 2004.

No Quadro 19 são apresentadas outras inflexibilidades que também foram adotadas nesta revisão, devido à declaração dos agentes:

Quadro 19 – Inflexibilidades referentes à declaração dos agentes

Usina Termoelétrica	Inflexibilidade (MWmed)
SUDESTE/CENTRO-OESTE	
Angra I	520
Angra II	1080
Cuiabá	12,02 (**)
Eletrobolt	2,08 (**)
SUL	
Uruguaiana	220 (*)
NORDESTE	
FAFEN	22
Termobahia	93
Termoceará	6,85 (**)

(*) a partir de jan/04 passa para 400 MWmed.

(**) conservação.

3.5 Geração Térmica Emergencial

Com o objetivo de viabilizar o aumento de geração de energia em curto prazo, a GCE lançou o Programa Emergencial de Contratação de Energia.

Estão autorizadas pela ANEEL e aptas para operação comercial 51 usinas térmicas de recurso emergencial, sendo 10 no Sudeste e 41 no Nordeste. O montante de potência contratada alcança 398 MW no Sudeste e 1350 MW no Nordeste.

Estas usinas não possuem restrição mínima de geração, pois são contratadas pela CBEE numa modalidade de potência disponível para despacho.

Nesta 2ª Revisão Quadrimestral, as usinas emergenciais Distrito Industrial I (19 MW), Distrito Industrial II (19 MW), Jaboti (12,8 MW) e 4,8 MW da UTE Maranguape foram transferidas para atendimento aos Sistemas Isolados; as demais foram consideradas disponíveis para despacho simultâneo. Houve também redefinições das potências contratadas de algumas emergenciais existentes, que estão apresentadas no item 3.2.

As datas de fim de contrato das usinas emergenciais podem ser consultadas no Anexo I e seus custos de operação no Anexo IV.

3.6 Disponibilidade de Itaipu

A UHE Itaipu foi considerada como uma usina a fio d'água integralmente pertencente ao subsistema Sudeste/Centro-Oeste. Seu consumo interno e o suprimento à ANDE – Administración Nacional de Eletricidad em 50 Hz são adicionados à carga própria do subsistema SE/CO (vide Anexo VIII). Ressalta-se que estes valores não sofreram alteração com relação àqueles considerados no Planejamento da Operação Energética – Ano 2003.

As disponibilidades de potência e energia da UHE Itaipu para o Brasil e Paraguai são determinadas através do Plano Anual dos Suprimentos de Energia Elétrica de Itaipu para as Entidades Contratantes. Este documento, elaborado com periodicidade anual, tem por objetivo estabelecer as diretrizes para o planejamento energético do sistema Itaipu - ANDE - ELETROBRÁS para o ano subsequente ao da sua elaboração. Nele, são indicadas as disponibilidades de potência da UHE Itaipu e os montantes de energia associados às potências contratadas.

O Anexo V contém o detalhamento das disponibilidades de potência e de energia da UHE Itaipu para o Brasil, descontando-se as parcelas de fornecimento à ANDE, de consumo próprio e de manutenções programadas (duas unidades geradoras por mês).

3.7 Limites de Intercâmbio

A Figura 4 a seguir esquematiza as interligações consideradas entre subsistemas, representadas no modelo NEWAVE através de limites para intercâmbio de energia. Sua modelagem busca aderência à realidade operacional do SIN e adota as premissas apresentadas nos itens subsequentes.

Figura 4 Principais interligações



3.7.1 Obras de Expansão da Transmissão

As obras de transmissão consideradas, com influência nos intercâmbios inter-regionais, estão indicadas no Anexo VI.

3.7.2 Restrições Elétricas

Para representação das restrições elétricas existentes na rede básica de transmissão do SIN, que limitam na prática os intercâmbios de energia entre subsistemas, adotou-se como premissa inicial os limites apresentados no Anexo VII. Ressalte-se que eles contemplam, além dos fluxos nas interligações, restrições à importação e exportação global pelos subsistemas.

Os limites elétricos estão em consonância com os relatórios ONS RE-3-090/2003 – Atualização dos Limites de Intercâmbio Sul-Sudeste/Centro-Oeste – 1º e 2º Quadrimestre de 2003; RE-3-251/2003 – Planejamento da Operação Elétrica do Sistema Interligado Nacional – Quadrimestre Setembro/Dezembro-2003; RE-3-235/2003 – Atualização dos limites de transmissão entre os subsistemas Norte, Nordeste e Sudeste – Cenário Nordeste Exportador; Nota Técnica NT-3-95/2002 – Limite da Interligação-Norte Sul no sentido Miracema-Colinas; RE-3-351/2002 – Planejamento da Operação Elétrica do SIN – período janeiro/2003 a abril/2004; e ONS-2.1-032/2002 – Plano de Ampliação e Reforços na Rede Básica – 2003-2005 – Sumário Executivo.

3.7.3 Influência da UHE Itaipu

A UHE Itaipu, neste estudo, é considerada uma usina integrante do subsistema Sudeste/Centro-Oeste. Entretanto, sua geração em 60 Hz compete pelo mesmo sistema de transmissão com o fornecimento da Região Sul. Assim, para uma modelagem adequada é preciso abater dos limites elétricos de recebimento do Sudeste/Centro-Oeste uma estimativa para aquela geração.

Adotou-se um valor típico da ordem de 10.000 MW_{med} para a geração total de Itaipu, correspondente à média de sua produção no período 1995 – 2000. Os anos de 2001 e 2002, correspondentes ao racionamento de energia no SIN, não foram considerados para evitar distorções no perfil de geração de longo prazo da usina.

O Quadro 20 apresenta a distribuição da geração típica de Itaipu.

Quadro 20 – Geração Típica de Itaipu (MW_{med})

PATAMAR	50 Hz	60Hz	Total
Pesada	5.600	5.600	11.200
Intermediária	5.591	4.735	10.326
Leve	5.450	3.950	9.400
Média	5.539	4.532	10.071

3.7.4 Influência da UHE Luís Eduardo Magalhães (Lajeado)

A UHE Lajeado é considerada uma usina integrante do subsistema Sudeste/Centro-Oeste. Entretanto, devido a sua localização geográfica, sua geração compete com o intercâmbio Imperatriz/Sudeste pelo mesmo sistema de transmissão. Assim, para uma modelagem adequada, uma estimativa da geração de Lajeado deve ser abatida dos limites Imperatriz/Sudeste.

Nesse estudo adotaram-se os valores típicos listados no Quadro 21, obtidos por simulação a usinas individualizadas.

Quadro 21 – Valores Típicos de Geração adotados para UHE Lajeado

Período	Produção (em todos os patamares de carga)
Dezembro a Junho	645 MWmed
Julho a Novembro	344 MWmed

3.7.5 Premissas Adicionais

Estão previstas obras de reforço estrutural nas torres das linhas de transmissão em 750 kV Foz do Iguaçu-Ivaiporã e Ivaiporã-Itaberá, pertencentes a FURNAS, com duração de 5 meses corridos. Durante esse período, haverá restrições adicionais ao fluxo no sentido Sudeste/Centro-Oeste a partir de Ivaiporã, tanto proveniente da região Sul como de Itaipu.

Na ausência de uma data firme para início das obras, adotou-se no presente estudo o cronograma a seguir, considerando a necessidade de 5 meses para licitação e mobilização indicada por FURNAS:

- trecho Foz-Ivaiporã - janeiro de 2004;
- trecho Ivaiporã-Itaberá - fevereiro a maio de 2004.

As restrições adicionais associadas às obras já estão contempladas nos limites elétricos apresentados no Anexo VII.

3.8 Afluências

Foi utilizado o histórico de vazões médias mensais afluentes aos aproveitamentos no período 1931 a 2001.

Para simulação de diferentes cenários hidrológicos, foram utilizadas 2000 séries sintéticas de energias afluentes médias mensais, geradas pelo modelo GEVAZP (interno ao modelo NEWAVE).

Para utilização do modelo auto-regressivo periódico, foram utilizadas as energias médias mensais afluentes aos subsistemas equivalentes, Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Norte e Nordeste, verificadas no período de março a agosto de 2003. Os valores utilizados estão descritos no Quadro 22.

Quadro 22 – ENAs para utilização do modelo NEWAVE

		SE	SUL	NE	N
MARÇO/2003	MWmed	42.090	5.558	7.358	11.886
	%MLT	87	111	51	90
ABRIL/2002	MWmed	36.179	2.577	9.050	13.362
	%MLT	100	56	78	102
MAIO/2003	MWmed	22.693	2.644	4.453	7.383
	%MLT	85	45	63	87
JUNHO/2003	MWmed	18.962	5.247	3.368	3.208
	%MLT	84	75	70	78
JULHO/2003	MWmed	16.348	4.901	2.678	2.035
	%MLT	87	65	67	85
AGOSTO/2003	MWmed	13.357	2.412	2.335	1.620
	%MLT	85	35	68	96

3.9 Considerações Gerais

Apresenta-se neste item, dados relativos ao modelo empregado na simulação, além da função de Custo do Déficit, taxa de desconto e eventuais restrições operativas hidráulicas.

Foram realizadas simulações a sistema equivalente empregando o modelo NEWAVE na versão 10, homologadas para uso pela ANEEL (Resolução N° 070, de 07/02/2002 e Resolução N° 794, de 26/12/02), além dos módulos periféricos do modelo (NEWDESP e NWLISTOP), que são consistentes com a referida versão.

A ordem máxima do modelo estocástico atualmente utilizada é igual a 6 (PAR(p), $p=6$).

A taxa de desconto considerada nos estudos foi de 10% a.a., consoante com o Ofício SRG/ANEEL N° 02/2001, de 15/01/2001. Para representação do Custo de Déficit, foi considerada nas simulações, conforme Resolução GCE 109, de 24 de janeiro de 2002, uma curva de corte de carga em quatro patamares para todos os subsistemas, valorada em R\$/MWh, conforme Quadro 23.

Quadro 23 – Função Custo do Déficit

PATAMARES (% de redução de carga)	VALORES (R\$/MWh)
0 a 5%	553
5% a 10%	1.193
10% a 20%	2.493
superior a 20%	2.833

3.10 Projetos de Importação de Energia

A oferta de energia das interligações com outros países é proveniente dos contratos de importação da Argentina, além daquela proveniente do Paraguai, através das máquinas em 50 Hz de Itaipu Binacional.

A interligação com a Argentina é composta por dois blocos. O primeiro, chamado de Argentina I, consiste na importação de 1078 MW de potência firme pela conversora de frequência 50Hz/60Hz em Garabi, através da interconexão na subestação de Santo Ângelo, em 525 kV. O segundo bloco, chamado de Argentina II, com as mesmas características do anterior, consiste na importação de 1100 MW, através de interconexão na subestação de Itá 525 kV.

Ambas as interligações são operadas na modalidade de potência posta à disposição. Os Agentes Comercializadores de Argentina I são FURNAS/TRACTEBEL (1018 MW) e a CIEN (60 MW), sendo que esta última é também comercializadora de Argentina II.

Estas interligações foram representadas nos modelos computacionais como usinas térmicas. O Quadro 24 apresenta as principais informações desses projetos de importação de energia.

Quadro 24 – Projetos de Importação de Energia da Argentina

Projeto	Região de Interconexão	Contrato	Potência (MW)	Situação	Agente
Argentina I 1078 MW	Sul	Argentina I	1018	existente	Furnas/Tractebel CIEN
		Argentina I B	60		
Argentina II 1100 MW	Sul	Argentina II A	400	existente	CIEN
		Argentina II B	200		
		Argentina II C	400		
		Argentina II D	100		

A interligação com o Paraguai é feita através da importação referente à potência de UHE Itaipu em 50 Hz (aproximadamente 5500 MW), cuja interconexão com o SIN se dá através do Elo CC 600 kV Foz do Iguaçu-Ibiúna. Esta importação será acrescida de mais uma unidade adicional de 700 MW a partir de 2004, da qual deverá ser abatida a parcela da carga associada à ANDE. Nas simulações com o modelo NEWAVE, a usina de Itaipu (50 e 60 Hz) foi simulada como sendo pertencente ao Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Além dessas interligações com características de compra de potência, há interligações de menor porte, como a interligação em Uruguaiana de 50 MW (Brasil / Argentina) e a Santa do Livramento / Rivera de 70 MW (Brasil / Uruguai), caracte-

terizadas como intercâmbios de otimização, admitindo, portanto, fluxos em ambos os sentidos.

3.11 Níveis de Armazenamentos Iniciais

Foram utilizados os níveis de armazenamento dos reservatórios individuais projetados para 31/08/2003. Os níveis correspondentes de energia armazenada por região são apresentados no Quadro 25.

Quadro 25 – Energia Armazenada no SIN

ENERGIA ARMAZENADA	31/08/2003
Sudeste/Centro-Oeste	58,8% EA_{MAX}
Sul	52,7% EA_{MAX}
Nordeste	34,5% EA_{MAX}
Norte	64,4% EA_{MAX}
Tucuruí	78,7% EA_{MAX}

Considerando-se que em 31/08/2003 os Subsistemas Norte, Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste encontram-se no período seco, nota-se que o nível de armazenamento inicial na região Nordeste pode ser assumido como baixo em consequência de aflúências passadas em torno de 70% da MLT.

3.12 Restrições Operativas Hidráulicas

No Anexo X são apresentadas as restrições operativas hidráulicas que sofreram alteração em relação àquelas consideradas na 1ª Revisão Quadrimestral.

Cabe observar que as restrições de defluência mínima são incorporadas de forma explícita nos modelos computacionais quando forem superiores àquelas já consideradas no cadastro de usinas hidroelétricas.

Quanto aos volumes de espera, permanecem válidos aqueles constantes do Anexo XVI do Planejamento Anual da Operação Energética – Ano 2003 e do Anexo IX da 1ª Revisão Quadrimestral.

4 ESTUDOS ENERGÉTICOS

4.1 Análise das Condições de Atendimento

Os estudos de avaliação energética têm por objetivo analisar as condições de atendimento à carga do SIN em seus subsistemas ao longo do horizonte de planejamento (cinco anos, compreendendo os anos de 2003 até 2007), com ênfase em 2003 e 2004. Tais estudos compreendem a avaliação das condições de atendimento energético em termos de riscos de déficit, as estimativas da evolução dos custos marginais de operação e os intercâmbios de energia entre subsistemas, além de estimativas de geração térmica e benefícios marginais de transmissão. Adicionalmente, é apresentada uma análise de sensibilidade ao mercado e efetuados balanços de ponta e de energia.

Devido à característica predominantemente hidroelétrica do SIN, altamente dependente das aflúncias, os estudos utilizam tanto as informações dos registros históricos de vazões nos locais de aproveitamentos, como séries sintéticas de energias afluentes. Estas séries sintéticas de energias afluentes, geradas com base em características do histórico de vazões, procuram preservar os seus principais parâmetros estatísticos (média, desvio padrão, etc.), bem como suas correlações espaciais e temporais.

As avaliações realizadas podem ser divididas em conjunturais e estruturais, podendo utilizar tanto séries históricas como também séries sintéticas de energias afluentes. Nas avaliações conjunturais, os resultados sofrem influência sensível tanto dos níveis iniciais de armazenamento considerados para os reservatórios, como das aflúncias verificadas nos meses imediatamente precedentes. Nas avaliações estruturais, a influência dos níveis iniciais dos reservatórios é eliminada pela consideração de um período de simulação estática de 10 anos, anterior ao período de estudo.

Nesta 2ª Revisão Quadrimestral utilizou-se o NEWAVE, em sua versão 10, como o modelo de otimização do sistema hidrotérmico. Portanto, os estudos energéticos não consideraram o rebatimento que a adoção de curvas de aversão introduzem na política operativa. Esta adoção poderá implicar em alteração na política de intercâmbio e no despacho de geração térmica adicional àquela definida pelos modelos de simulação energética, sempre que o armazenamento do SIN estiver em patamar inferior ao da curva de aversão ao risco.

A carga utilizada na presente análise energética corresponde ao Cenário de Mercado Referência elaborado pelo ONS em conjunto com o CTEM. O item 4.6 do presente relatório apresenta o estudo de sensibilidade ao mercado.

4.2 Análise com Séries Sintéticas

Na análise com séries sintéticas, as condições de atendimento foram avaliadas por meio de simulações a subsistemas equivalentes, no horizonte de setembro/2003 a dezembro/2007, empregando um conjunto de 2000 séries sintéticas de energias afluentes.

4.2.1 Riscos de Déficit

O Quadro 26 apresenta os riscos de déficit conjunturais para o Cenário de Mercado de Referência. As probabilidades de déficit maiores que 5% e 10% da carga significam probabilidades de haver no ano séries com déficit médio anual superior a 5% ou 10% da carga média anual, respectivamente.

Quadro 26 Riscos de Déficit Conjunturais com Séries Sintéticas (%) – Cenário de Mercado Referência

SUBSISTEMA / ANO	2004	2005	2006	2007
SUDESTE/CENTRO-OESTE				
PROB (Qualquer Déficit)	1,5	1,2	1,6	2,7
PROB (Déficit > 5% Carga)	0,1	0,2	0,2	0,5
PROB (Déficit > 10% Carga)	0,0	0,0	0,2	0,3
SUL				
PROB (Qualquer Déficit)	1,1	1,2	0,8	1,9
PROB (Déficit > 5% Carga)	0,0	0,1	0,2	0,2
PROB (Déficit > 10% Carga)	0,0	0,0	0,1	0,0
NORDESTE				
PROB (Qualquer Déficit)	8,7	3,6	5,7	6,4
PROB (Déficit > 5% Carga)	0,2	0,4	0,7	1,5
PROB (Déficit > 10% Carga)	0,0	0,1	0,5	0,3
NORTE				
PROB (Qualquer Déficit)	1,1	1,3	1,8	3,4
PROB (Déficit > 5% Carga)	0,1	0,2	0,3	0,6
PROB (Déficit > 10% Carga)	0,0	0,0	0,1	0,2

Na análise conjuntural com séries sintéticas para o ano de 2004, apenas o subsistema Nordeste apresenta risco de qualquer déficit superior a 5%. Para os demais subsistemas, o risco de qualquer déficit é da ordem de 1,5% ou menor.

O risco de qualquer déficit igual a 8,7% na região Nordeste em 2004 corresponde a um déficit de pequena profundidade, já que a probabilidade do déficit médio anual ser maior do 5% da carga é praticamente nula (0,2%).

Para o período 2005 - 2007, a análise com séries sintéticas mostra riscos entre 0,8% e 3,4% para os subsistemas Sul, Sudeste/Centro-Oeste e Norte. O subsistema Nordeste apresenta valores superiores a 3% no período, atingindo

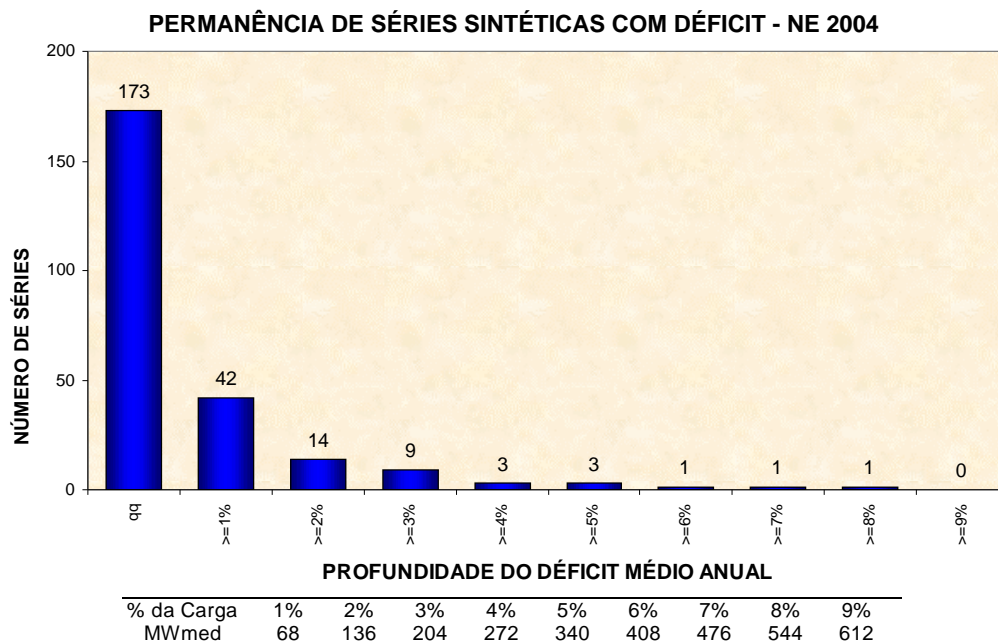
6,4% em 2007. Para o ano 2007, observa-se uma tendência de crescimento dos riscos em todos os subsistemas, ainda que representem déficits de pouca profundidade.

A análise de riscos de déficit com séries sintéticas para profundidades superiores a 5% e 10% da carga mostra, para todo o quinquênio, valores iguais ou inferiores a 1,5% em todas as regiões.

Os valores obtidos de riscos de quaisquer déficits mais elevados no subsistema Nordeste em 2007, assim como em 2004, correspondem a energias não supridas de pequena magnitude para a maioria das séries sintéticas com déficit.

A Figura 5 apresenta a permanência de séries sintéticas com déficit para o subsistema Nordeste no ano de 2004. Cabe comentar que a maioria das séries que apresentaram déficits levaram a cortes abaixo de 1% da carga (99 séries).

Figura 5 Permanência de Séries Sintéticas com Déficit – Nordeste 2004 – Cenário de Mercado de Referência



As Figuras 6 e 7 apresentam a distribuição dos déficits para a região Nordeste em 2006 e 2007, respectivamente.

Figura 6 Permanência de Séries Sintéticas com Déficit – Nordeste 2006 – Cenário de Mercado de Referência

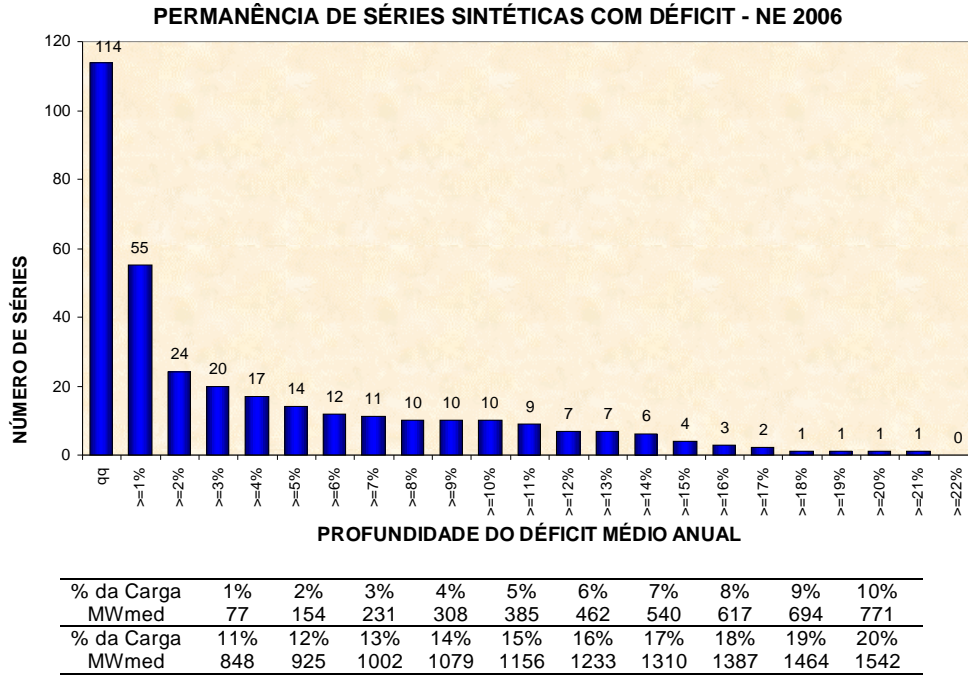
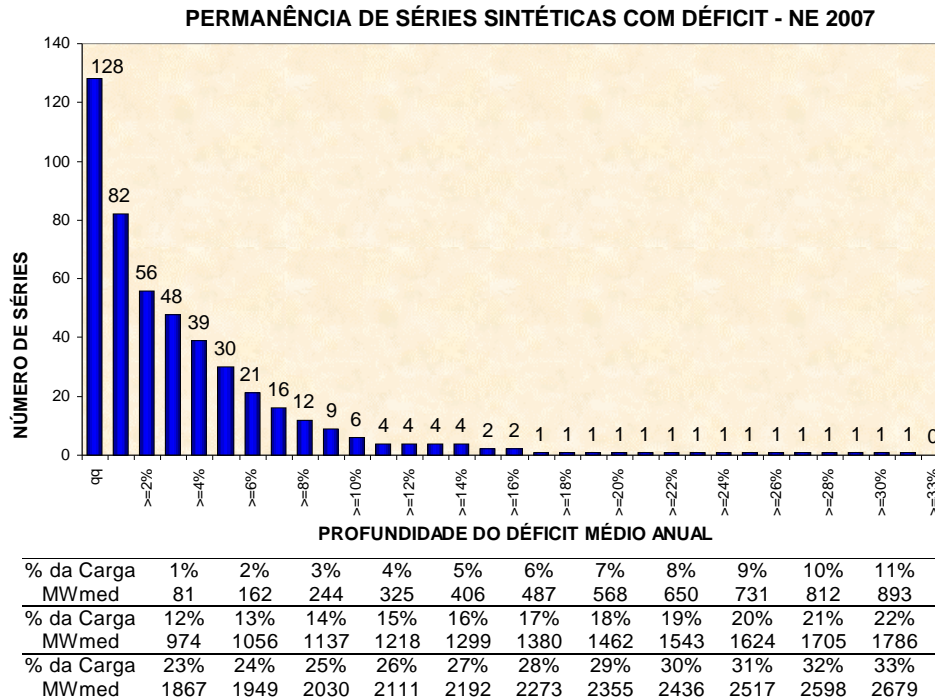


Figura 7 Permanência de Séries Sintéticas com Déficit – Nordeste 2007 – Cenário de Mercado de Referência



Nas Figuras 6 e 7 pode-se observar o mesmo padrão de comportamento do ano 2004, isto é, uma predominância de séries levando a cortes inferiores a 2% da carga.

Em resumo, pode-se afirmar que as condições de atendimento ao SIN, em termos de riscos de déficit, são satisfatórias no período 2004-2007, ao se considerar o Cenário de Mercado de Referência.

Comparativamente aos resultados apresentados anteriormente na 1ª Revisão Quadrimestral do Plano 2003, verifica-se um aumento nos riscos de déficit na região Nordeste, como consequência das condições hidrológicas relativamente mais desfavoráveis para esta região (34,5% EAR_{max} em 31/08/2003 e afluições passadas abaixo da MLT no ano de 2003).

Quadro 27 Riscos de Déficit Conjunturais com Séries Sintéticas (%) – Cenário de Mercado Referência – 1ª x 2ª Revisão Quadrimestral

SUBSISTEMA / ANO	2004	2005	2006	2007
SUDESTE/CENTRO-OESTE				
1ª Revisão Quadrimestral	0,7	1,2	1,3	4,3
2ª Revisão Quadrimestral	1,5	1,2	1,6	2,7
SUL				
1ª Revisão Quadrimestral	0,7	1,9	1,1	3,6
2ª Revisão Quadrimestral	1,1	1,2	0,8	1,9
NORDESTE				
1ª Revisão Quadrimestral	5,3	3,2	3,8	5,7
2ª Revisão Quadrimestral	8,7	3,6	5,7	6,4
NORTE				
1ª Revisão Quadrimestral	2,3	1,4	2	3,3
2ª Revisão Quadrimestral	1,1	1,3	1,8	3,4

4.2.2 Custos Marginais de Operação

O Quadro 28 apresenta estimativas em base mensal do Custo Marginal de Operação – CMO de cada subsistema, para os meses finais do ano de 2003.

Os valores apresentados, obtidos através de simulações a subsistemas equivalentes interligados utilizando 2000 séries sintéticas de energias afluentes, são meramente indicativos, uma vez que representam valores esperados com uma dispersão elevada associada aos mesmos.

Observa-se que os valores de CMOs dos quatro subsistemas estão próximos e são inferiores a R\$ 20 MWh, com exceção do subsistema Nordeste no mês de dezembro, cujo valor são superiores ao demais, atingindo R\$ 23,49/MWh.

Quadro 28 Custos marginais médios mensais (R\$/MWh) – Ano 2003 – Conjuntural – Cenário de Mercado de Referência

Subsistema	Set	Out	Nov	Dez
SE/CO	13,52	13,13	13,14	13,48
Sul	15,42	14,05	14,32	15,04
Nordeste	11,73	11,51	11,56	23,49
Norte	19,06	17,32	14,90	11,77

Os custos marginais médios mensais apresentados neste Quadro 28 são obtidos como a média aritmética de 2000 valores em cada mês, cada um deles correspondendo a uma trajetória possível, ou seja, a uma série sintética de energia afluyente. Dado que, neste caso, o CMO médio não foi calculado considerando um período estático inicial, os valores aqui apresentados foram fortemente afetados pelas energias naturais afluentes que se verificaram antes do início da simulação (vide Quadro 22), utilizadas para geração das séries sintéticas, bem como pela energia armazenada nos subsistemas ao início de maio de 2003 (vide Quadro 25). Os valores encontrados para os custos marginais apresentam um desvio padrão elevado, com grande concentração em torno de valores muito baixos e poucos valores muito elevados, próximos ou iguais ao custo do déficit, para as seqüências hidrológicas com pouca energia natural afluyente. Como conseqüência, o valor médio do custo marginal pode não representar adequadamente aqueles que venham realmente ocorrer no caso de uma situação hidrológica desfavorável no restante de 2003.

No Quadro 29 podem ser visualizados os resultados obtidos da simulação energética com 2000 séries sintéticas de energias afluentes e com a consideração de um período estático inicial de 10 anos, chamada análise estrutural, proporcionando assim resultados sem a interferência das condições iniciais de reservatórios e também de vazões do passado mais recente.

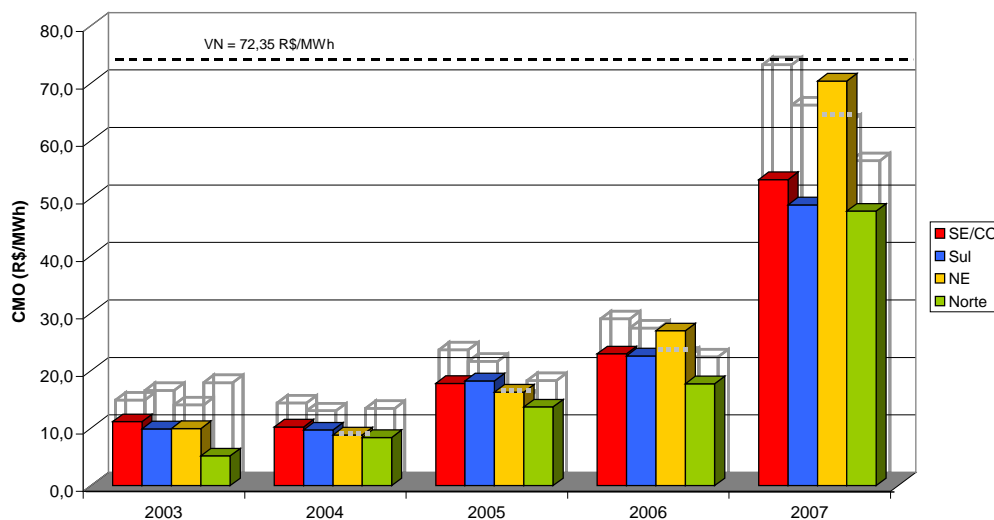
Quadro 29 Custos marginais médios anuais (R\$/MWh) – para o período – Estrutural - Cenário de Mercado Referência

Subsistema	2004	2005	2006	2007
SE/CO	10,2	17,8	22,9	53,2
Sul	9,7	18,3	22,6	48,9
Nordeste	8,8	16,3	26,9	70,4
Norte	8,4	13,7	17,8	47,8

O Valor Normativo (VN), informado pela Resolução ANEEL Nº 22 de 1º de fevereiro de 2001, é de R\$ 72,35/MWh para a fonte competitiva, R\$ 91,06/MWh e R\$ 106,40/MWh para Centrais Térmicas a Gás Natural maiores que 350 MW e menores ou iguais a 350 MW, respectivamente. No período de planejamento da operação energética, o VN é a referência para inclusão de blocos de geração térmica a gás natural, com o objetivo de se igualar o CMO ao VN, por ano e região, sempre que possível.

Nesta 2ª Revisão Quadrimestral, os valores esperados do CMO médio anual no período 2003/2007, conforme pode ser observado na Figura 8, são inferiores ao Valor Normativo para todos os subsistemas para o Cenário de Referência de Mercado. Portanto, não há a necessidade de inclusão de blocos térmicos ao longo do último triênio do período.

Figura 8 Comparação dos Custos marginais médios anuais (R\$/MWh) – para o período – Estrutural - Cenário de Mercado Referência – 2ª x 1ª Rev. Quadrimestral



Vale ressaltar que o CMO do Subsistema Nordeste, diferentemente das demais regiões, está próximo ao VN em 2007, sinalizando uma tendência de equilíbrio entre oferta e demanda no final do período nesta região.

As Figuras 9, 10, 11 e 12 contêm a distribuição dos CMOs obtidos para cada ano, em cada subsistema. Verifica-se que em todos eles mais de 95 % dos valores obtidos para as 2000 séries sintéticas de energias afluentes são menores que o VN, de R\$ 72,35/MWh, até o ano de 2006. Em 2007, a frequência de valores menores cai para 86% no Sudeste/Centro-Oeste, 87% no Sul, 89% no Nordeste e 92% na região Norte.

Figura 9 Distribuição de CMO SE/CO (R\$/MWh) – Estrutural

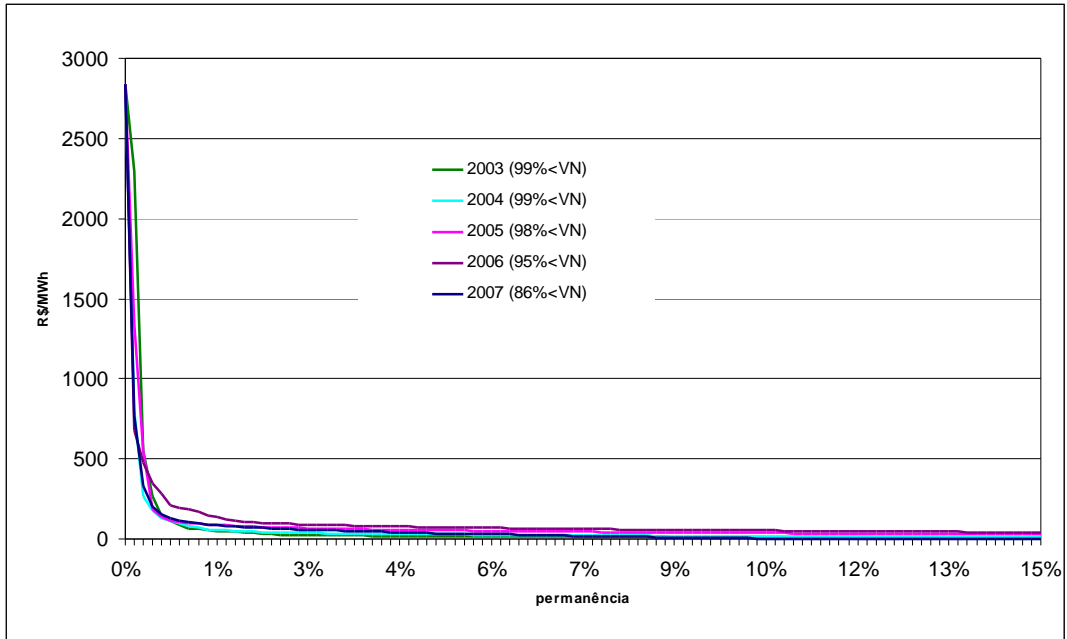


Figura 10 Distribuição de CMO Sul (R\$/MWh) – Estrutural

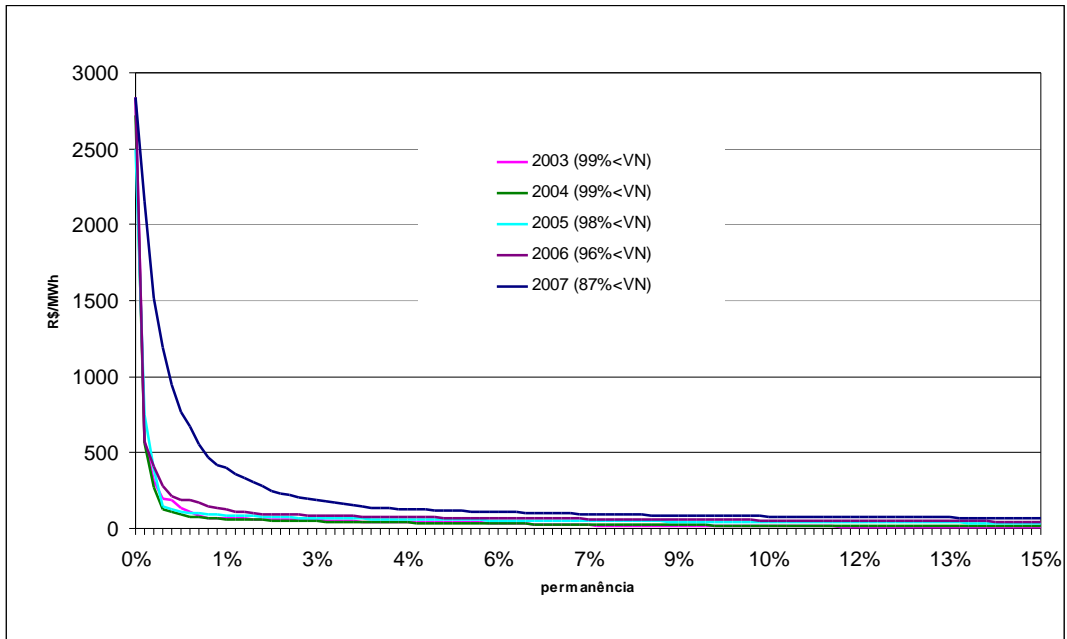


Figura 11 Distribuição de CMO Nordeste (R\$/MWh) – Estrutural

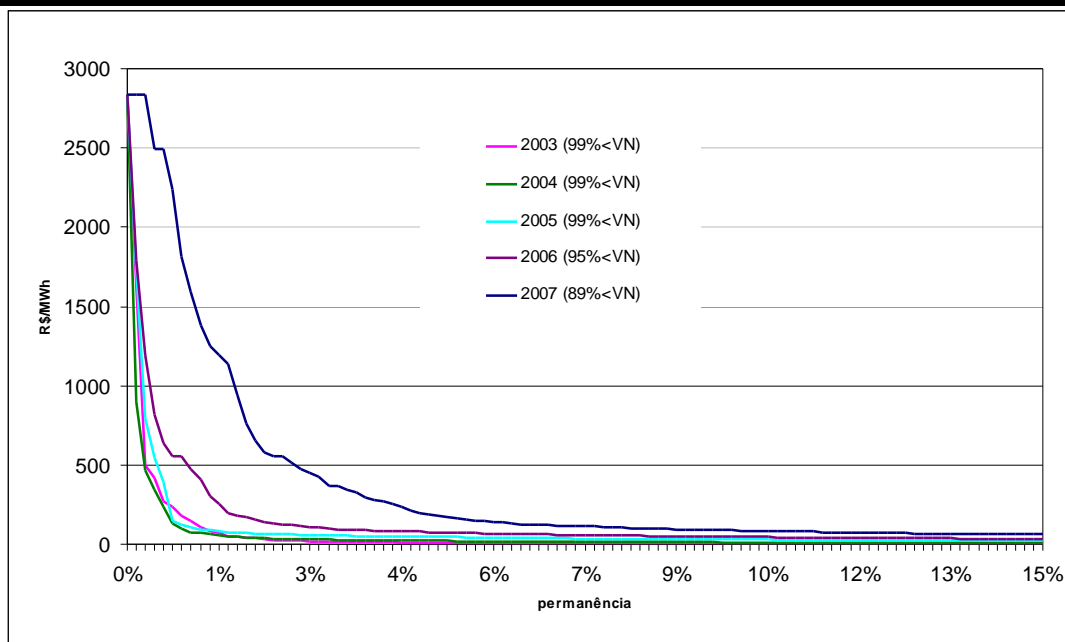
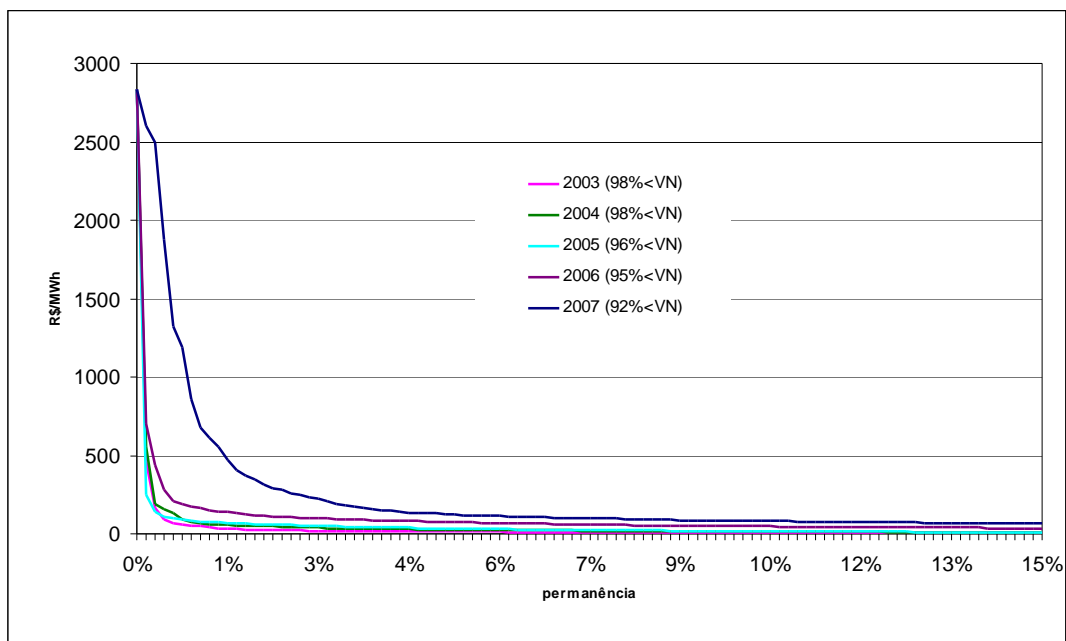


Figura 12 Distribuição de CMO Norte (R\$/MWh) – Estrutural



No Anexo X são apresentados gráficos de permanência dos CMOs médios mensais para os quatro subsistemas, para o período de janeiro a abril de 2004.

4.2.3 Benefício Marginal de Transmissão

O modelo de simulação NEWAVE tem como função objetivo a minimização do custo total de operação no período de simulação, sujeito a várias restrições. Uma delas é o intercâmbio entre os subsistemas, definido por um valor limite para cada patamar de carga (leve, média e pesada), medido em MW e obtido de acordo com cenários de simulação elétrica dos sistemas de transmissão existentes e futuros.

O benefício marginal de transmissão pode ser definido como a redução de custo total de operação que se obteria, caso houvesse acréscimo de 1 MW na capacidade de intercâmbio entre dois subsistemas.

O conhecimento deste valor pode sinalizar a vantagem em se expandir as interligações entre subsistemas, através de uma comparação com o custo associado a esta expansão.

Os resultados de benefício marginal aqui elencados foram obtidos apenas para o período após entrada em operação dos troncos de transmissão projetados para o horizonte do estudo. A análise do cronograma de obras previstas para os intercâmbios entre as regiões resultou em um período de dois anos, compreendido entre janeiro de 2006 e dezembro de 2007.

Os valores mensais calculados pelo modelo NEWAVE são apresentados como a soma dos benefícios nos dois sentidos de intercâmbio, referidos como valor presente em setembro/2003.

No Quadro 30 são apresentados os valores de benefício marginal, obtidos nesta 2ª Revisão Quadrimestral.

Quadro 30 - Benefício Marginal de Transmissão – Valores referentes aos benefícios nos anos 2006 e 2007 calculados a valor presente para setembro de 2003

Interligação	Benefício Marginal (R\$/MW)
SE/CO « Sul	66.157,16
SE/CO à Sul	19.314,63
SE/CO ß Sul	46.842,53
SE/CO « Imperatriz	162.920,11
SE/CO à Imperatriz	30.337,83
SE/CO ß Imperatriz	132.582,28
Norte « Imperatriz	31.822,07
Norte à Imperatriz	0,00
Norte ß Imperatriz	31.822,07
Nordeste « Imperatriz	322.612,43
Nordeste à Imperatriz	45.429,88
Nordeste ß Imperatriz	277.182,55
Sudeste « Nordeste	348.225,18
Sudeste à Nordeste	238.847,96
Sudeste ß Nordeste	109.377,22

Os valores apresentados no Quadro 30 devem ser analisados considerando a representação adotada no modelo NEWAVE. As interligações entre subsistemas devem ser vistas sempre em conjunto, especialmente as que estão conectadas a um nó fictício (Imperatriz). No caso do benefício do trecho Norte/Imperatriz, o valor 0,00 R\$/MW deve-se ao fato deste trecho não ter atingido o limite em nenhuma das séries, consequência da limitação de escoamento das outras duas interligações (Imperatriz/Nordeste e Imperatriz/Sudeste).

O produto do benefício marginal, apresentado no Quadro 30, pelo acréscimo de capacidade de intercâmbio em MW relativa a cada interligação, proporcionado pela implantação/antecipação de uma nova linha de transmissão, deverá ser comparado com o custo total deste empreendimento. O resultado desta análise poderá indicar ou não a viabilidade de se antecipar a realização de investimentos em troncos de interligação entre os subsistemas do SIN, do ponto de vista energético/econômico.

4.2.4 Custo Total de Operação

O Quadro 31 apresenta o valor esperado do custo total de operação do SIN no período setembro/2003 a dezembro/2007, estimado para o Cenário de Referência.

Quadro 31 - Custo Total de Operação – Período de Set/2003 a Dez/2007

	Custo Total de Operação (10⁶ R\$)	Varição (10⁶ R\$)	Varição Percentual	Desvio Padrão (10⁶ R\$)
Cenário de Referência	8530,86	-	-	181,84

4.3 Análise com Séries Históricas

Na análise com séries históricas, as condições de atendimento foram avaliadas por meio de simulações, no horizonte de setembro/2003 a dezembro/2007, utilizando as informações dos registros históricos de vazões afluentes aos aproveitamentos no período de 1931 a 2001.

4.3.1 Análise dos Déficits

A análise conjuntural com o histórico de aflúências indica que na hipótese de repetição de qualquer série do histórico de vazões as regiões Sudeste/Centro-Oeste, Sul e Norte não apresentariam déficits em 2004. Contudo, a simulação nesse mesmo ano indica a possível ocorrência de déficits anuais de pequena magnitude para os Subsistemas Sul e Nordeste, caso se configure a repetição do histórico correspondente aos anos 1945 e 1955, respectivamente. Entretanto, os baixos valores observados (15 MWmed, para o Subsistema Sul e 47 MWmed, para o Nordeste) não são considerados significativos, visto que representam déficits de 0,2 % e 0,7% da carga, respectivamente.

Em 2005, apenas para a região Nordeste foram observados déficits em caso de repetição de qualquer série do período histórico. Todavia, assim como em 2004, tais déficits apresentam pequena magnitude, visto que correspondem a 0,4% da carga deste subsistema.

Para o ano de 2006, observam-se déficits de pequena magnitude em todos os subsistemas, sendo que o maior deles corresponde a 2,1% da carga do Subsistema Nordeste.

Em 2007 já seriam registrados déficits mais significativos para todos os subsistemas, no entanto restritos ao período crítico do SIN.

Em resumo, todos os déficits observados no período 2004 – 2007 poderiam ser atendidos com geração térmica adicional ou, caso não ocorra coincidência de condições hidrológicas desfavoráveis nos subsistemas interligados, através de acréscimos de intercâmbio.

A análise com séries históricas está resumida nos Quadros 32, 33, 34, 35 e 36, que apresentam para cada subsistema, no período 2003 - 2007, 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 déficits e seu percentual em relação às 71 séries simuladas.

Quadro 32 Déficit conjunturais com séries históricas – Ano 2003

OCORRÊNCIA	SE/CO	SUL	NORDESTE	NORTE
Maior Déficit Anual (MWmed)	Sem Déficit	Sem Déficit	Sem Déficit	Sem Déficit
Maior Déficit Anual (% da Carga)	-	-	-	-
Série de Maior Déficit	-	-	-	-
Número de Séries com Déficit	Nenhuma Série	Nenhuma Série	Nenhuma Série	Nenhuma Série
Número de Séries com Déficit (%)	-	-	-	-
Média dos Déficit (Série com Déficit) (MWmed)	-	-	-	-
Média dos Déficit (% da Carga)	-	-	-	-
Média dos Déficit (Série Histórica) (MWmed)	-	-	-	-
Média dos Déficit (% da Carga)	-	-	-	-

Quadro 33 Déficit conjunturais com séries históricas – Ano 2004

OCORRÊNCIA	SE/CO	SUL	NORDESTE	NORTE
Maior Déficit Anual (MWmed)	Sem Déficit	15	47	Sem Déficit
Maior Déficit Anual (% da Carga)	-	0,2%	0,7%	-
Série de Maior Déficit	-	1945	1955	-
Número de Séries com Déficit	Nenhuma Série	1	2	Nenhuma Série
Número de Séries com Déficit (%)	-	1%	3%	-
Média dos Déficit (Série com Déficit) (MWmed)	-	15	35	-
Média dos Déficit (% da Carga)	-	0,2%	0,5%	-
Média dos Déficit (Série Histórica) (MWmed)	-	0	1	-
Média dos Déficit (% da Carga)	-	0,0%	0,0%	-

Quadro 34 Déficit conjunturais com séries históricas – Ano 2005

OCORRÊNCIA	SE/CO	SUL	NORDESTE	NORTE
Maior Déficit Anual (MWmed)	Sem Déficit	Sem Déficit	31	Sem Déficit
Maior Déficit Anual (% da Carga)	-	-	0,4%	-
Série de Maior Déficit	-	-	1954	-
Número de Séries com Déficit	Nenhuma Série	Nenhuma Série	2	Nenhuma Série
Número de Séries com Déficit (%)	-	-	3%	-
Média dos Déficits (Série com Déficit) (MWmed)	-	-	31	-
Média dos Déficits (% da Carga)	-	-	0,4%	-
Média dos Déficits (Série Histórica) (MWmed)	-	-	1	-
Média dos Déficits (% da Carga)	-	-	0,0%	-

Quadro 35 Déficit conjunturais com séries históricas – Ano 2006

OCORRÊNCIA	SE/CO	SUL	NORDESTE	NORTE
Maior Déficit Anual (MWmed)	632	101	161	28
Maior Déficit Anual (% da Carga)	2,0%	1,2%	2,1%	0,8%
Série de Maior Déficit	1955	1955	1955	1955
Número de Séries com Déficit	2	2	3	1
Número de Séries com Déficit (%)	3%	3%	4%	1%
Média dos Déficits (Série com Déficit) (MWmed)	380	68	68	28
Média dos Déficits (% da Carga)	1,2%	0,8%	0,9%	0,8%
Média dos Déficits (Série Histórica) (MWmed)	11	2	3	0
Média dos Déficits (% da Carga)	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%

Quadro 36 Déficit conjunturais com séries históricas em MWmed – Ano 2007

OCORRÊNCIA	SE/CO	SUL	NORDESTE	NORTE
Maior Déficit Anual (MWmed)	2906	107	715	289
Maior Déficit Anual (% da Carga)	8,7%	1,2%	8,8%	7,7%
Série de Maior Déficit	1955	1955	1955	1955
Número de Séries com Déficit	2	2	2	2
Número de Séries com Déficit (%)	3%	3%	3%	3%
Média dos Déficits (Série com Déficit) (MWmed)	1657	107	408	167
Média dos Déficits (% da Carga)	5,0%	1,2%	5,0%	4,4%
Média dos Déficits (Série Histórica) (MWmed)	47	3	12	5
Média dos Déficits (% da Carga)	0,1%	0,0%	0,1%	0,1%

Quadro 37 Maior Déficit Anual com séries históricas (%) – Anos 2006 e 2007 – 1ª x 2ª Revisão Quadrimestral

Subsistema / Ano	2006		2007	
	Maior déficit (MWmed)	Nº séries c/ déficit	Maior déficit (MWmed)	Nº séries c/ déficit
SUDESTE/CENTRO-OESTE				
1ª Revisão	3,4%	1	11,2%	3
2ª Revisão	2,0%	2	8,7%	2
SUL				
1ª Revisão	0,9%	1	1,7%	3
2ª Revisão	1,2%	2	1,2%	2
NORDESTE				
1ª Revisão	5,5%	1	6,8%	3
2ª Revisão	2,1%	3	8,8%	2
NORTE				
1ª Revisão	2,1%	3	7,2%	4
2ª Revisão	0,8%	1	7,7%	2

Comparativamente aos resultados apresentados anteriormente tanto no Planejamento Anual da Operação Energética – Ano 2003, quanto na 1ª Revisão Quadrimestral, verifica-se um aumento na ocorrência de déficits para os anos 2006 e 2007, bem como um aumento significativo da média dos déficits calculados com os históricos de vazões nas séries que apresentaram déficits, basicamente como consequência das condições hidrológicas mais desfavoráveis observadas no início da simulação.

4.3.2 Evolução dos Níveis de Armazenamento do Sistema com Séries Históricas de Vazões

As Figuras 13 a 16 apresentam uma comparação entre as estimativas de níveis de armazenamento para os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte para o mês de novembro de 2003, quando da realização da 1ª Revisão Quadrimestral e na 2ª Revisão Quadrimestral. São apresentadas curvas de permanência obtidas a partir de simulação com o Modelo de Simulação a Usinas Individualizadas para Subsistemas Hidrotérmicos Interligados (SUIHI-O) considerando as séries históricas do período 1931-2001.

As figuras mostram que, no caso de repetição das séries históricas, os subsistemas Sudeste, Sul e Norte chegariam a níveis de armazenamento superiores a 20% de sua energia armazenada máxima em 100% dos casos, enquanto que para o subsistema Nordeste há probabilidade de 80% do nível ao final do mês de novembro ser inferior a este valor. Esta alta probabilidade pode ser justificada pelo baixo armazenamento inicial somado às baixas afluições observadas para este subsistema.

A partir da análise da Figura 15, observa-se que em cerca de 35% das séries do histórico a energia armazenada da região Nordeste seria inferior a 10% EARmax. Cabe ressaltar que este resultado, obtido a partir de um modelo de simulação, não deverá ocorrer na prática, visto que, nesta situação da simulação, o modelo foi livre para decidir a operação. Na prática, há recursos disponíveis que podem ser alocados de modo a, facilmente, evitar um deplecionamento abaixo de níveis desejáveis sob a ótica de operação do sistema, tais como alterações na política de intercâmbios para a região Nordeste e o despacho de geração térmica. Além disso, a existência de uma curva de aversão também evitará o deplecionamento dos reservatórios abaixo de níveis de segurança operativa.

Figura 13 Curva de Permanência da Energia Armazenada – Sudeste/Centro-Oeste (NOV/2003) – 2ª Rev. X 1ª Rev.

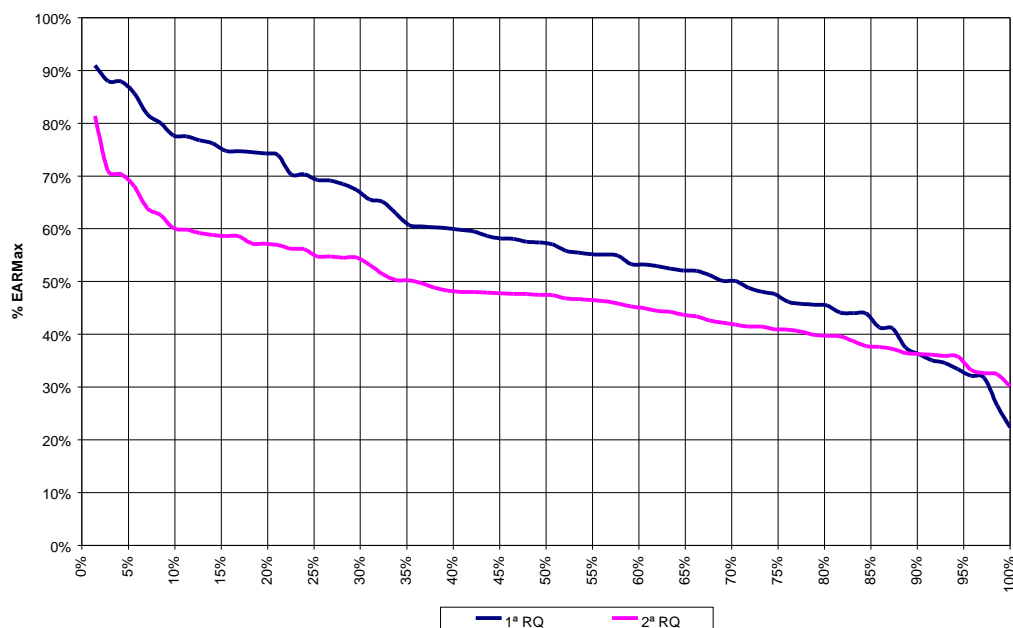


Figura 14 Curva de Permanência da Energia Armazenada – Sul (NOV/2003) – 2ªRev. X 1ªRev.

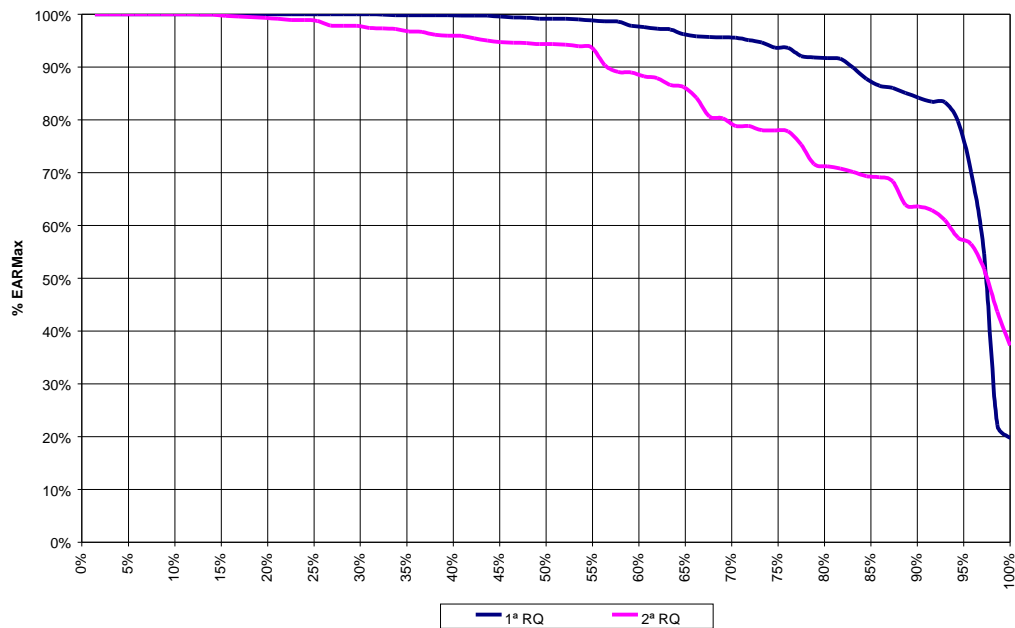


Figura 15 Curva de Permanência da Energia Armazenada – Nordeste 2003 (NOV/2003) – 2ªRev. X 1ªRev.

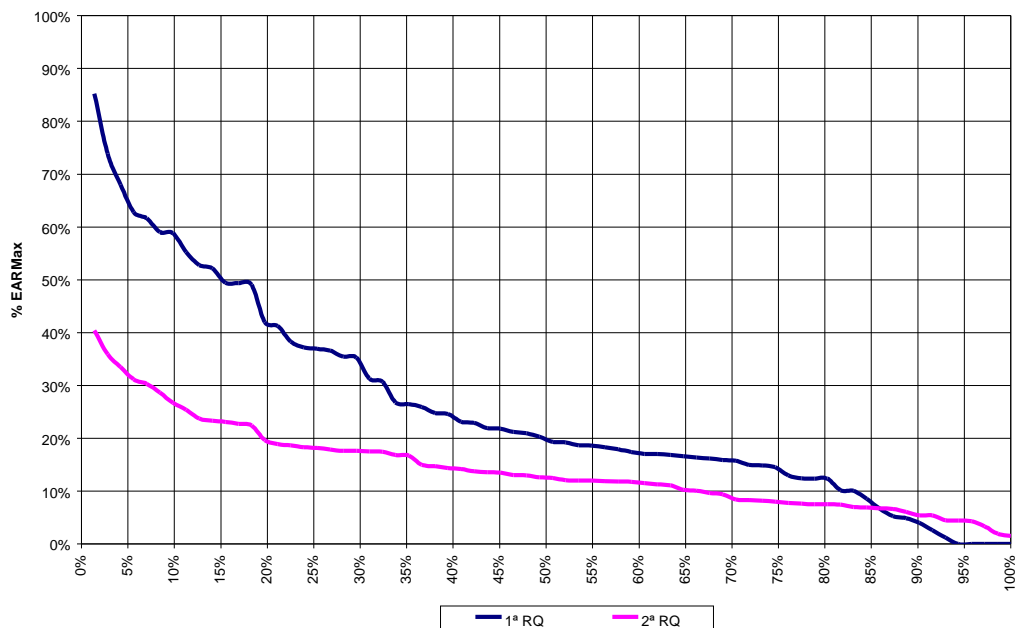
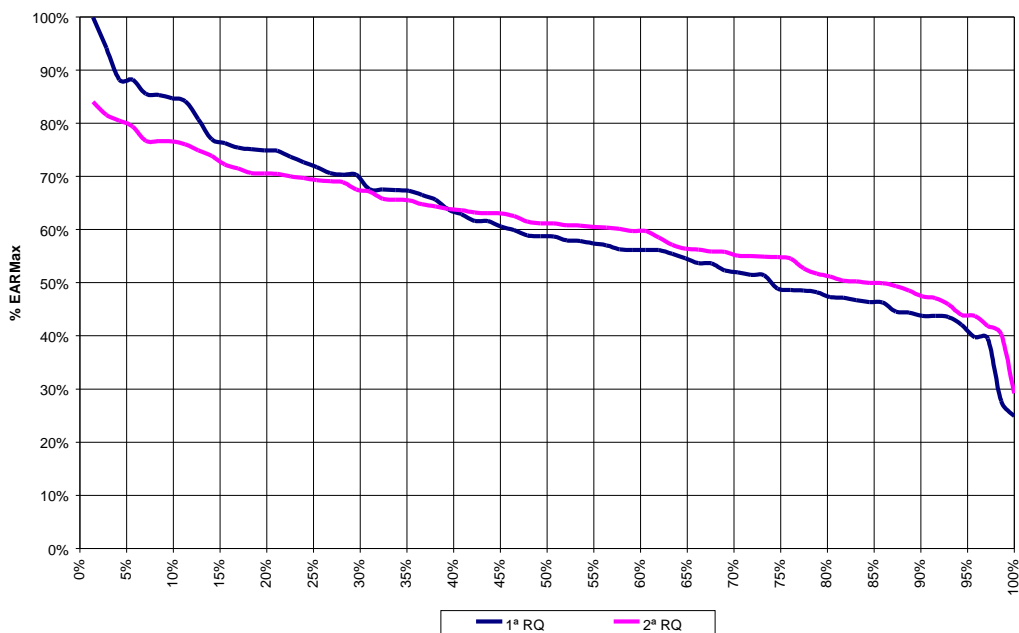


Figura 16 Curva de Permanência da Energia Armazenada – Norte 2003 (NOV/2003) – 2ªRev. X 1ªRev.

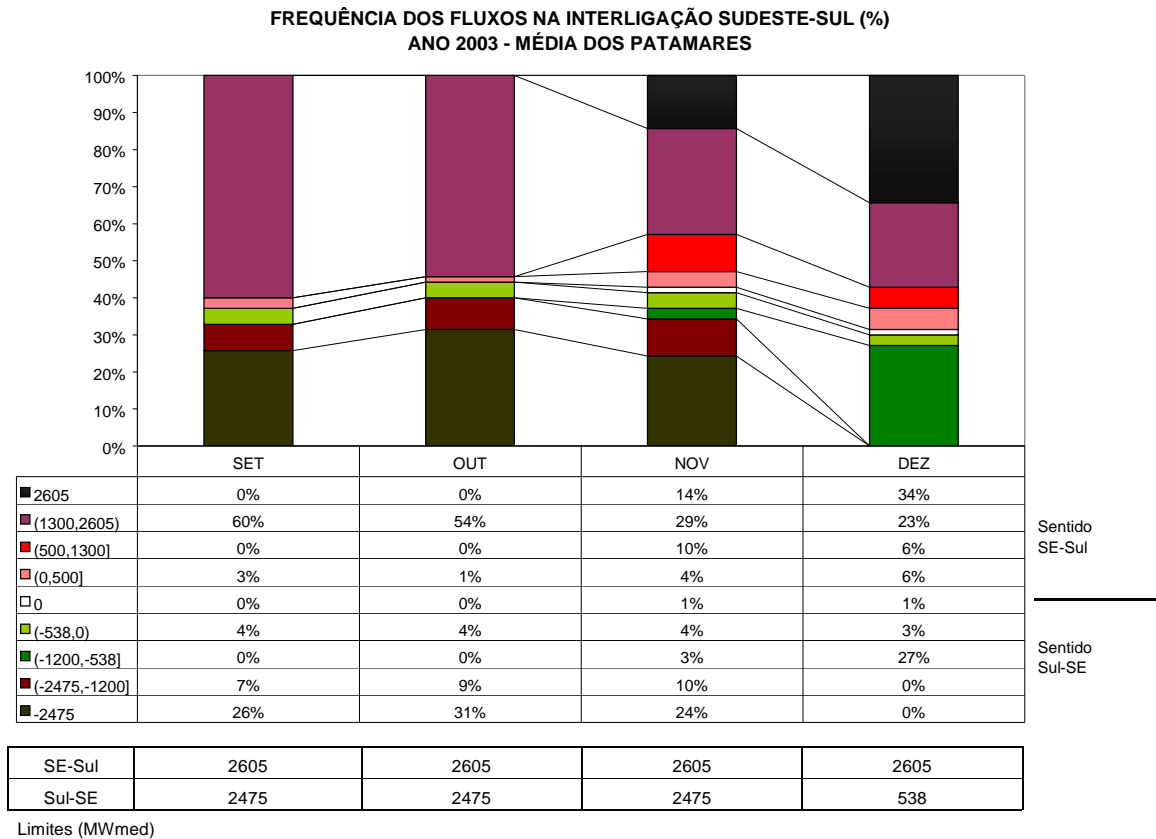


Comparativamente com a 1ª Revisão Quadrimestral, pode-se observar um aumento na permanência de armazenamentos baixos para as regiões Sudeste/Centro-Oeste, Sul e Nordeste. Já para a região Norte, observa-se uma semelhança entre o comportamento dos armazenamentos ao final do mês de novembro.

4.3.3 Curvas de Permanência de Intercâmbios

As Figuras 17 a 20 apresentam uma estimativa de intercâmbios de energia entre subsistemas para o período setembro - dezembro de 2003. Estes valores representam as freqüências relativas dos intercâmbios médios mensais de energia, obtidos a partir de simulações com séries históricas de energias afluentes utilizando o modelo NEWAVE.

Figura 17 Permanência de Intercâmbio na Interligação Sudeste-Sul - 2003

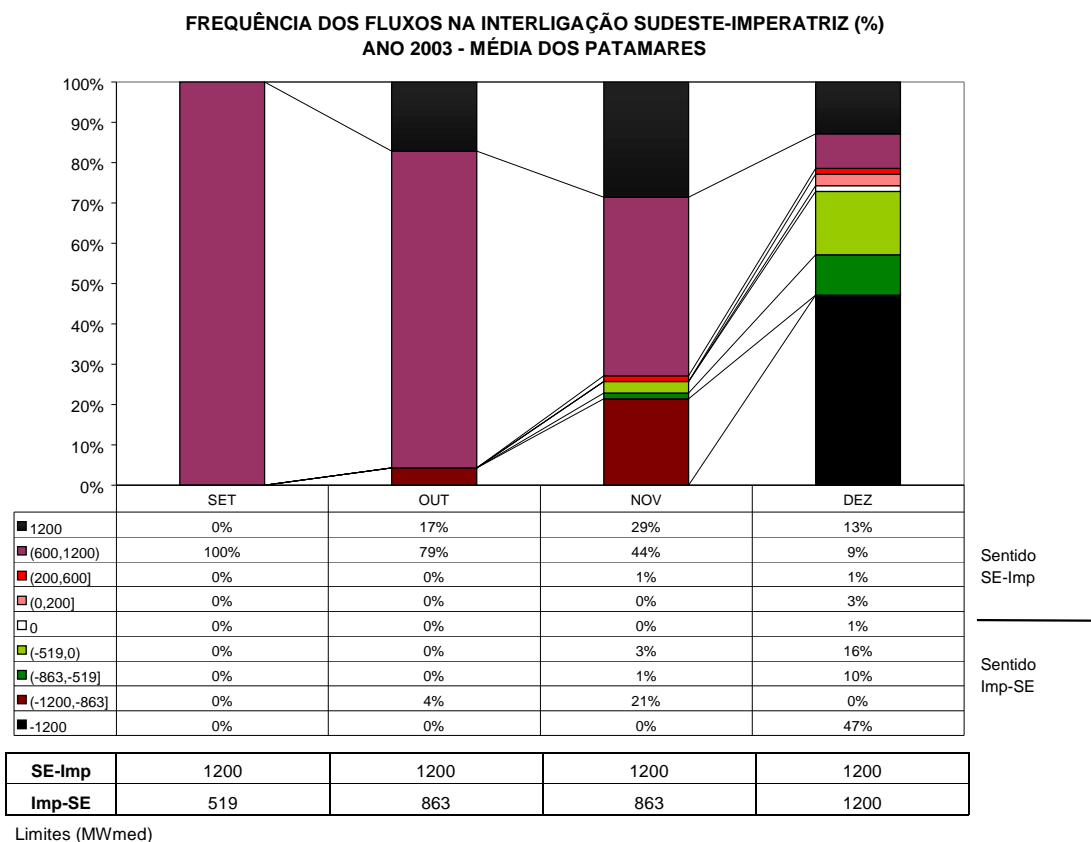


Cabe ressaltar a importância de se observar os limites máximos de fluxo nas interligações, para cada um dos meses em questão, para uma interpretação correta das curvas de permanência de intercâmbio. Pois, como os valores extremos utilizados nos intervalos nem sempre caracterizam o valor máximo de todos os meses, devido à grande variação mês a mês dos limites de intercâmbio, em alguns meses pode estar ocorrendo máximo fluxo nas interligações e não estar devidamente representado no gráfico.

Conforme se verifica na Figura 17, os fluxos predominam no sentido Sudeste-Sul, em função da hidrologia desfavorável na região Sul. Neste mesmo sentido, para os meses de novembro e dezembro, o intercâmbio é máximo em alguns casos analisados.

Devido à restrição de máximo recebimento do Sudeste, há uma variação dos limites de intercâmbio ao longo do ano, já que, em alguns meses (julho a novembro), prioriza-se o recebimento de energia proveniente da região Sul e em outros (dezembro a junho), prioriza-se o fluxo de energia pela Norte-Sul.

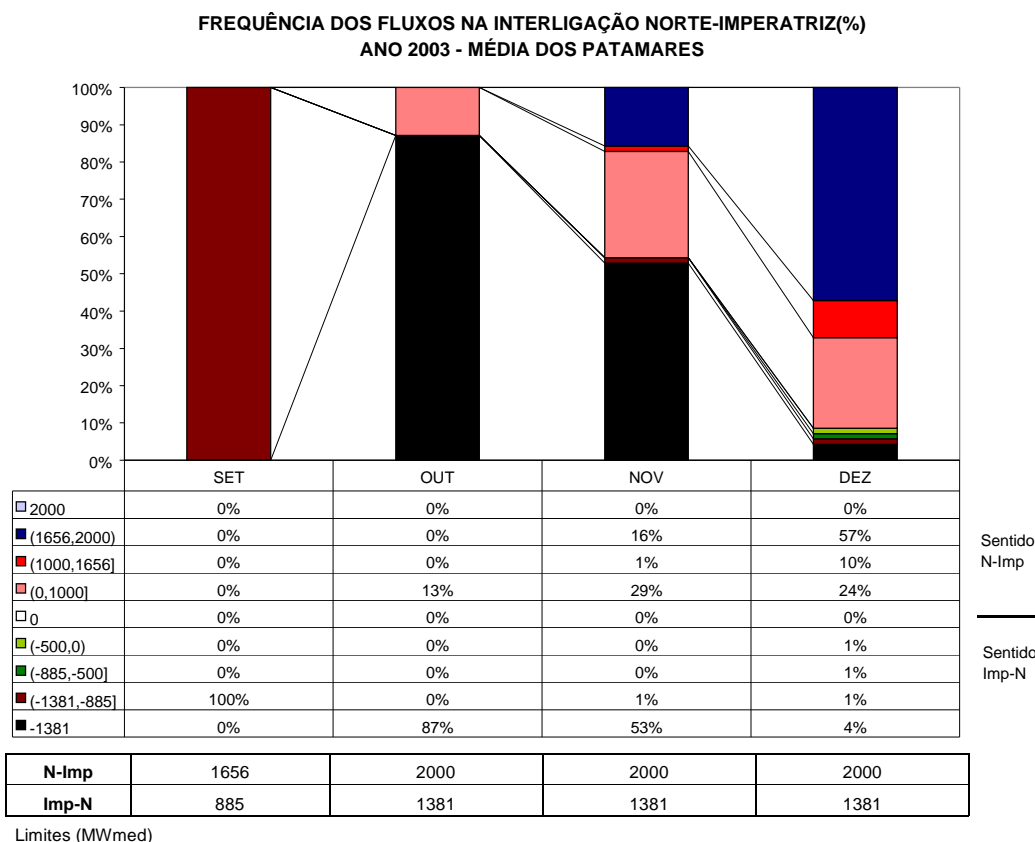
Figura 18 Permanência de Intercâmbio na Interligação Sudeste-Imperatriz - 2003



Conforme se verifica na Figura 18, a interligação Sudeste-Imperatriz é totalmente utilizada neste sentido nos meses de setembro e outubro. Já no sentido no sentido Imperatriz-Sudeste, o fluxo é retomado no mês de novembro, atingindo o seu máximo em dezembro para 47% das séries simuladas.

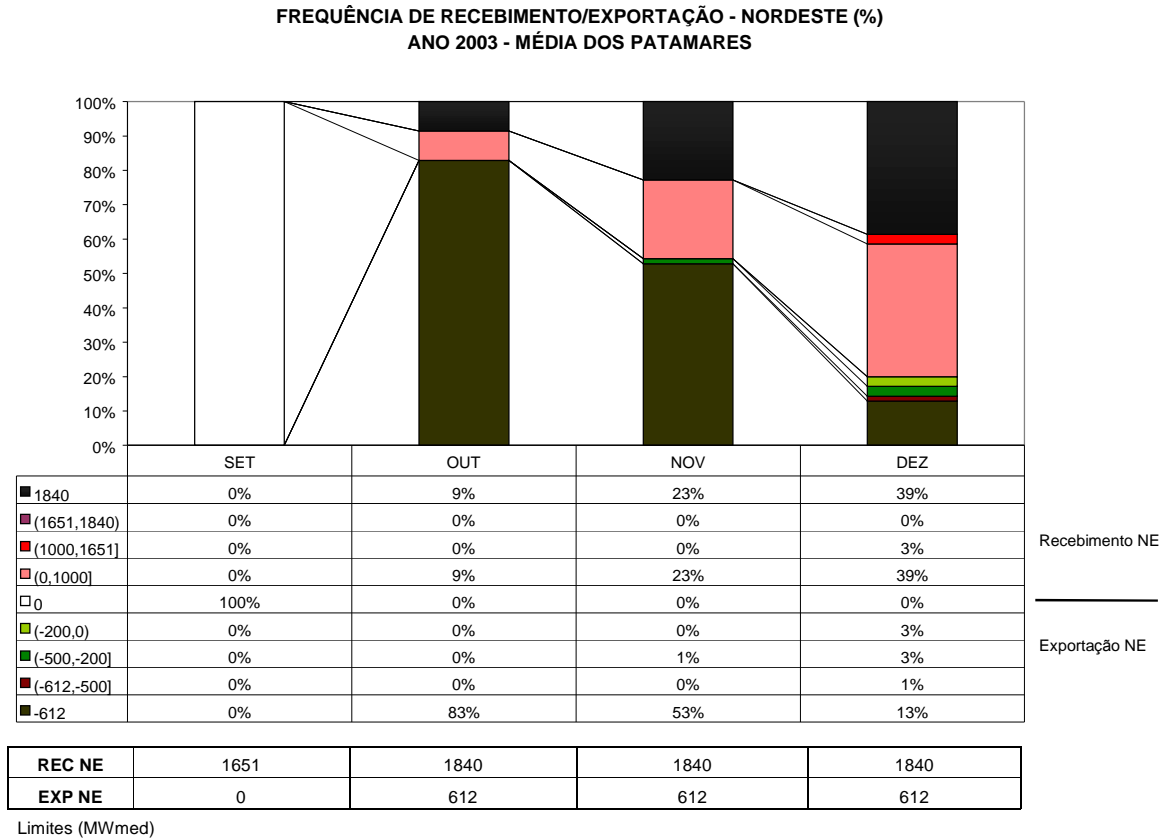
Cabe ressaltar que o intercâmbio também está limitado pela UHE Lajeado, considerada como uma usina da região Sudeste/Centro-Oeste, cuja geração concorre com a alternativa de recebimento de energia através da interligação Norte-Sul.

Figura 19 Permanência de Intercâmbio na Interligação Norte-Imperatriz - 2003



Para os meses de setembro e outubro, as simulações realizadas indicaram uma probabilidade maior do subsistema Norte ser importador. Nos meses de outubro e novembro, o fluxo predomina no sentido Norte-Imperatriz (vide Figura 19).

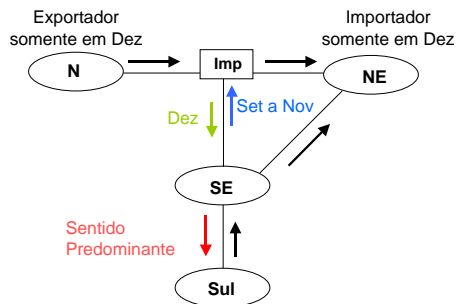
Figura 20 Permanência de Intercâmbio na Interligação com o Nordeste - 2003



A região Nordeste foi predominantemente exportadora no mês de outubro, retomando a característica importadora a partir do mês de dezembro.

A Figura 21 apresenta, de forma resumida, o comportamento do fluxo nas interligações, destacando as principais tendências ao longo dos últimos meses de 2003.

Figura 21 Fluxo nas Interligações do SIN – 2003



4.4 Atendimento à Demanda Máxima

Neste item, apresenta-se uma análise sucinta das condições de atendimento à demanda máxima das macro-regiões Sul/Sudeste/Centro-Oeste e o Norte/Nordeste, durante o período setembro de 2003 – dezembro de 2007. A demanda máxima das macro-regiões é obtida através do somatório das demandas máximas instantâneas coincidentes das regiões que as compõem.

Para a elaboração do balanço de ponta, foram adotadas as seguintes premissas básicas:

- recebimento da potência contratada da Itaipu, para a macro-região Sul/Sudeste/Centro-Oeste, conforme valores constantes no Anexo V;
- manutenções de usinas hidráulicas e térmicas para o ano de 2003, informadas pelos agentes, conforme Anexo III. Para os demais anos, adotou-se um índice de 10% da capacidade instalada;
- 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 afluências;
- requisito de demanda máxima instantânea coincidente por região, previsto pelo CTEM/CCPE e ONS – Cenário de Mercado de Referência (Anexo VIII);
- considerado um acréscimo de 5% na demanda prevista como fator de segurança (“reserva de potência”).

Os resultados do estudo estão apresentados, de forma resumida, nos quadros e gráficos a seguir. Os balanços para as macro-regiões demonstraram que não há risco de não atendimento à ponta do sistema, pois foram verificadas folgas, além daquela destinada à reserva de potência. Não houve necessidade de utilização de intercâmbios entre regiões, o que representa um recurso extra no caso de ocorrência de demandas acima do previsto ou de indisponibilidades não programadas.

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

Quadro 38 Atendimento à Ponta Instantânea (MW) – S/SE-CO – Setembro a Dezembro/2003

MÊS	CAPACIDADE INSTALADA				PERDAS			MANUTENÇÃO			DISP. LIQUIDA	CARGA MÁXIMA	RESERVA DE POTÊNCIA	SALDO	INTERC. N -> SE	INTERC. NE -> SE	RESERVA GLOBAL
	S/SE-CO	ITAIJU	TERMO	TOTAL	DEPLECIONAMENTO	INDISP. FORÇADA	INDISP. FORÇADA	HIDRO	TERMO	TOTAL							
						HIDRO	TERMO										
SET	43.444	10.387	10.601	64.431	2.027	1.016	465	4533	1863	6.396	54.528	44.466	2.223	7.838	0	0	10.062
OUT	43.444	10.387	12.278	66.109	2.070	1.013	550	4647	1720	6.367	56.109	43.594	2.180	10.336	0	0	12.515
NOV	43.479	10.387	12.278	66.144	2.055	1.041	581	3581	983	4.564	57.902	41.986	2.099	13.817	0	0	15.916
DEZ	43.635	10.387	12.478	66.501	1.797	1.089	593	1847	1029	2.876	60.146	42.202	2.110	15.834	0	0	17.944

Quadro 39 Atendimento à Ponta Instantânea (MW) – N/NE – Setembro a Dezembro/2003

MÊS	CAPACIDADE INSTALADA			PERDAS			MANUTENÇÃO			DISP. LIQUIDA	CARGA MÁXIMA	RESERVA DE POTÊNCIA	SALDO	INTERC. N -> SE	INTERC. NE -> SE	RESERVA GLOBAL
	HIDRO	TERMO	TOTAL	DEPLECIONAMENTO	INDISP. FORÇADA	INDISP. FORÇADA	HIDRO	TERMO	TOTAL							
					HIDRO	TERMO										
SET	15.604	1.779	17.383	505	463	116	2338	0	2.338	13.961	10.906	545	2.510	0	0	3.055
OUT	15.979	1.999	17.978	551	488	130	1906	0	1.906	14.903	11.016	551	3.336	0	0	3.887
NOV	15.979	2.071	18.050	565	516	135	1074	0	1.074	15.760	11.057	553	4.149	0	0	4.702
DEZ	15.979	2.071	18.050	514	538	122	421	190	611	16.265	11.179	559	4.526	0	0	5.085

Figura 22 Balanço de Demanda Instantânea – S/SE-CO – Setembro a Dezembro/2003

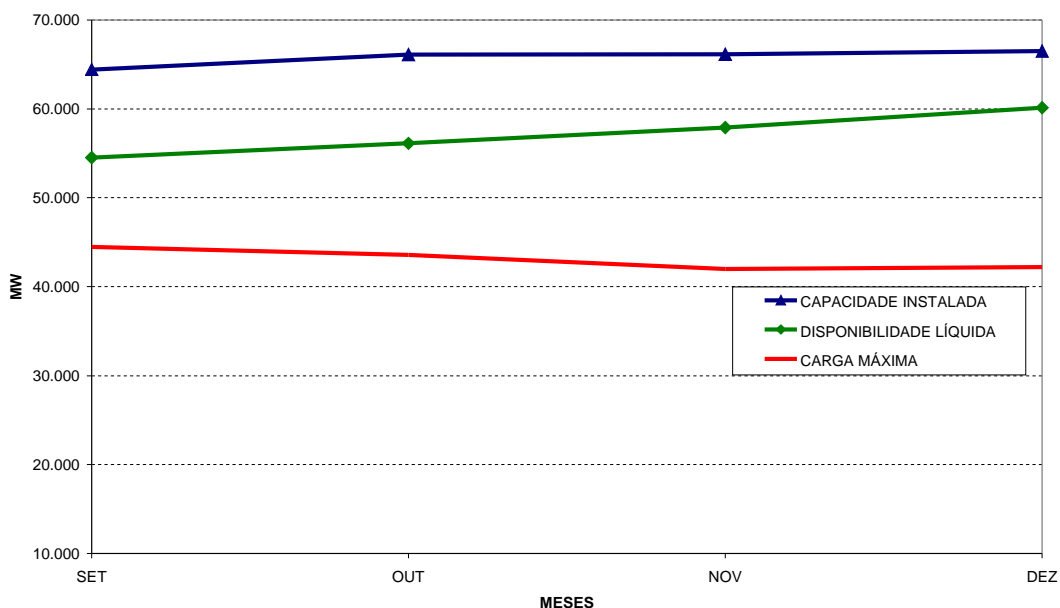
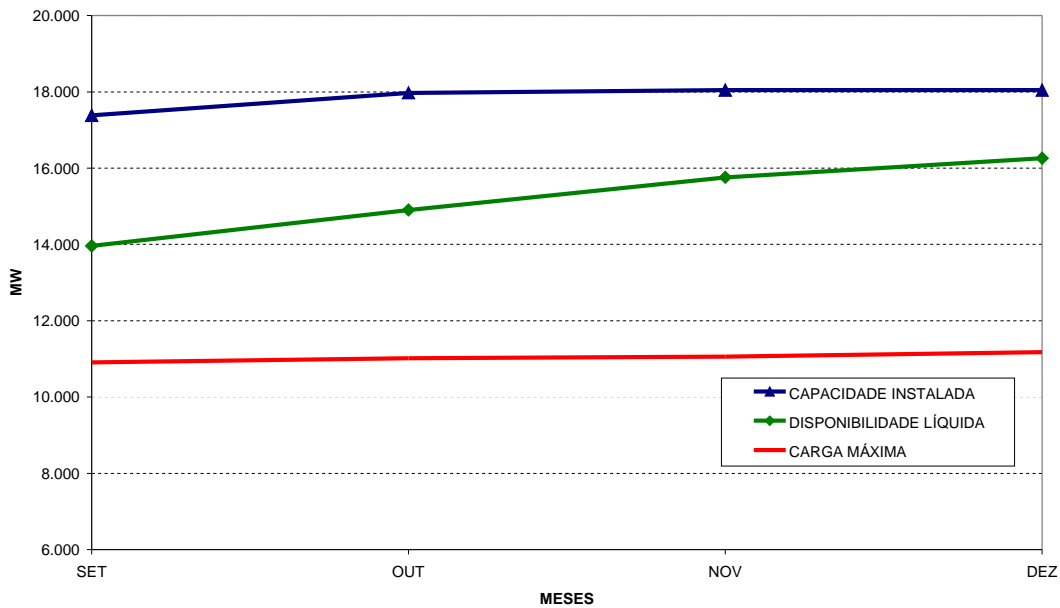


Figura 23 Balanço de Demanda Instantânea – N/NE – Setembro a Dezembro/2003



Quadro 40 Balanço de Ponta Determinístico – Resumo

		2003	2004	2005	2006	2007
S/SE-CO	Menor Folga (MW)	10.062	11.456	10.655	8.892	5.554
	% da Demanda	23%	24%	21%	17%	10%
	Mês	Setembro	Abril	Agosto	Agosto	Setembro
N/NE	Menor Folga (MW)	3.055	4.794	4.985	4.221	3.167
	% da Demanda	28%	44%	42%	31%	22%
	Mês	Setembro	Janeiro	Abril	Dezembro	Dezembro

Do Quadro 40, observa-se que a menor folga encontrada foi de 5554 MW (10% da demanda) para o S/SE/CO em 2007 e 3055 MW (28% da demanda) para o N/NE, em 2003.

Comparativamente à 1ª Revisão Quadrimestral, não foi verificada uma variação significativa nas condições de atendimento à demanda máxima no período 2003-2007. Embora tenha ocorrido uma pequena redução da folga, principalmente em 2003, devido ao atraso em entrada em operação de unidades anteriormente previstas para 2003 que só deverão se concretizar ao longo de 2004, destaca-se que houve um aumento da folga no N/NE no período 2005-2007.

4.5 Balanço Estático de Energia

Na elaboração do balanço estático de energia, foram considerados na oferta de geração hidráulica aqueles valores calculados segundo critérios definidos para obtenção da energia assegurada dos aproveitamentos hidrelétricos.

Conforme Procedimentos de Rede – Submódulo 7.8 (Cálculo da Energia e Potência Asseguradas de Aproveitamentos Hidroelétricos), define-se energia assegurada como aquela obtida, após simulação da operação hidrotérmica com quatro subsistemas interligados, de acordo com critérios de cálculo pré-definidos, destacando-se os seguintes principais pontos:

- Configuração estática sem consideração de aspectos conjunturais (armazenamento inicial, enchimento de volume morto e sub-motorizações) e utilizando um patamar de carga e déficit.
- Consideração de limites de intercâmbio não restritivos sem perdas entre os subsistemas.
- Utilização de 2000 séries sintéticas de energias afluentes e simulação com modelo a subsistemas equivalentes por um período total de 20 anos com a mesma configuração de carga e oferta.
- Níveis iniciais dos reservatórios em 100%.
- A oferta global dos subsistemas é obtida por um processo iterativo, convergindo-se a carga a um risco de déficit de 5%, calculado como a média dos riscos do 11º ao 15º ano da simulação.
- A oferta de energia hidráulica de cada subsistema é obtida por um processo de cálculo que agrega valor à esta geração, ponderando-a pelo CMO dos subsistemas.
- A energia assegurada por usina é obtida após rateio da energia hidráulica, proporcional à energia firme de cada aproveitamento.

As energias, calculadas segundo esses critérios aqui resumidos, podem servir como base para uma avaliação preliminar através do balanço de oferta e demanda. É importante ressaltar que, dada a característica eminentemente hidráulica do SIN, a condição real de atendimento no futuro e a identificação de sobras ou déficits serão influenciadas não apenas por esta estrutura de oferta e demanda, mas também pela situação hidrológica que vier efetivamente a se configurar e pelas demais restrições operativas não consideradas para efeito de cálculo das energias asseguradas.

Portanto, este balanço de energia não pode ser utilizado para fins de avaliação das condições de atendimento ou para quantificar deterministicamente sobras ou déficits de energia. Ressalte-se ainda que o ONS considera as restrições de transmissão entre subsistemas na determinação das estratégias de operação, as

quais não são consideradas para efeito da determinação da energia assegurada das usinas hidroelétricas.

O cenário de oferta de energia levou em consideração, para efeito de balanço, além do sistema existente, o cronograma de expansão hidrotérmico na configuração do Programa Mensal de Operação de setembro de 2003, excluídas todas as UTEs Emergenciais e as UTEs Merchant (Eletrobolt e Macaé Merchant). Não foram consideradas as manutenções programadas para as usinas térmicas existentes, devido ao caráter conjuntural.

O montante total de oferta contempla:

- a energia assegurada das usinas hidráulicas existentes (conforme Contratos Iniciais e Energias Asseguradas após 2002);
- a energia assegurada das usinas hidráulicas em expansão (pró-rata, com a energia contabilizada por máquina, baseada nos Contratos Iniciais e nas Energias Asseguradas após 2002);
- a energia das usinas não despachadas centralizadamente (PCHs) existentes (valores informados pelo agente, que correspondem à energia média do histórico de pelo menos 30 anos);
- a energia das usinas não despachadas centralizadamente (PCHs) em expansão (indicadas pela ANEEL, considerando-se 50% da capacidade máxima);
- a energia das usinas térmicas existentes (Potência x Fator de Capacidade Máximo);
- a energia das usinas térmicas em expansão, conforme cronograma fornecido pela SFG/ANEEL (Potência x Fator de Capacidade Máximo, pró-rata).

O cenário de mercado utilizado contempla, de janeiro a julho de 2003, o mercado verificado conforme dados do CNOS. Para o restante do período, utilizou-se o informado para a 2ª Revisão Quadrimestral (Cenário de Referência - CTEM/CCPE e ONS), incluídas as parcelas de mercado ANDE, consumo próprio de Itaipu e cargas de bombeamento da LIGHT e EMAE na Região Sudeste/Centro-Oeste. Não foi considerada a parcela de irrigação do Nordeste.

O Quadro 41 a seguir apresenta o balanço de energia por subsistema e total do SIN, para a configuração de oferta e demanda definida conforme os critérios estabelecidos na Resolução GCE N° 109 e nos Procedimentos de Rede do ONS.

Quadro 41 Balanço de Energia – (MWmed)

Balanço de Energia - Sudeste/Centro-Oeste					
	2003	2004	2005	2006	2007
Oferta - Hidro + PCH	25944	26288	26761	26975	26979
Oferta - Térmica ¹	3808	5764	6242	6242	6242
Mercado ²	26462	27959	29367	30967	32715
Balanço em (MWmédio)	3290	4093	3636	2250	506
Balanço de Energia - Sul					
Oferta - Hidro + PCH	5209	5335	5479	6078	6216
Oferta - Térmica	3918	4283	4337	4332	4337
Mercado	6838	7231	7636	8033	8434
Balanço em (MWmédio)	2289	2387	2180	2377	2119
Balanço de Energia - Nordeste					
Oferta - Hidro + PCH	6218	6250	6250	6250	6250
Oferta - Térmica ¹	357	1301	1436	1436	1436
Mercado ³	6028	6258	6640	7144	7544
Balanço em (MWmédio)	547	1293	1046	542	142
Balanço de Energia - Norte					
Oferta - Hidro + PCH	3649	4164	4164	4164	4164
Oferta - Térmica	0	0	0	0	0
Mercado	2762	2986	3183	3384	3800
Balanço em (MWmédio)	887	1178	981	780	364
Balanço de Energia - Brasil					
Oferta - Hidro + PCH	41020	42037	42654	43467	43609
Oferta - Térmica ¹	8083	11348	12015	12010	12015
Mercado ³	42090	44434	46826	49528	52493
Balanço em (MWmédio)	7013	8951	7843	5949	3131

¹ Oferta térmica não inclui Emergenciais nem Merchants (UTE 's Eletrobolt e Macaé Merchant).

² Mercado considera carga de Ande e Bomb.(LIGHT e EMAE).

³ Mercado não considera parcela de irrigação.

O quadro de balanço de energia ilustra para o SIN, em todos os anos, que a oferta de energia (de contratação) excede o mercado projetado para o período, principalmente no período 2003-2005, onde se concretiza a maioria dos projetos termoeletrônicos. Esta situação de sobra estrutural no período 2003/2007 deverá ser confirmada à medida que se concretize o plano de expansão, em particular o programa de termoeletricidade, bem como também a evolução das projeções de mercado no horizonte.

É importante observar que as sobras indicadas no balanço estático de energia apresentado são contratuais, não levando em conta possíveis restrições para transferências plenas de blocos de energia entre subsistemas e, portanto, não se constituindo em garantia de atendimento ao mercado.

Quadro 42 Comparação do Balanço de Energia 2ª x 1ª Revisão Quadrimestral– (MWmed)

Balanço de Energia - Brasil		2003	2004	2005	2006	2007
2ª REV.	Oferta - Hidro + PCH	41020	42037	42654	43467	43609
QUAD.	Oferta - Térmica	8083	11348	12015	12010	12015
	Mercado	42090	44434	46826	49528	52493
	Balanço em (MWmédio)	7013	8951	7843	5949	3131
Balanço de Energia - Brasil		2003	2004	2005	2006	2007
1ª REV.	Oferta - Hidro + PCH	40974	41980	42455	43291	43376
QUAD.	Oferta - Térmica	9245	12079	12254	12254	12254
	Mercado	42886	45167	47598	50332	53349
	Balanço em (MWmédio)	7333	8892	7111	5213	2281
Balanço de Energia - Brasil		2003	2004	2005	2006	2007
DIFERENÇA						
2ª x 1ª REV.	Oferta - Hidro + PCH	46	57	199	176	233
QUAD.	Oferta - Térmica	-1162	-731	-239	-244	-239
	Mercado	-796	-733	-772	-804	-856
	Balanço em (MWmédio)	-320	59	732	736	850

A comparação entre os valores apresentados na 1ª Revisão Quadrimestral e nesta 2ª Revisão reflete o atraso no cronograma de expansão para o ano de 2003 (detalhado no Capítulo 3), expresso pela diferença de 320 MWmed no primeiro ano. Para os demais anos, especialmente os três últimos, pode-se observar um aumento da sobra contratual de energia nesta 2ª Revisão Quadrimestral, basicamente em função da redução da carga própria da região Sudeste/Centro-Oeste.

4.6 Análise de Sensibilidade ao Mercado

A análise de sensibilidade ao mercado tem por objetivo mostrar o impacto nos índices de avaliação energética, tais como riscos de déficit e custo marginal de operação, ocasionado por um crescimento mais acelerado do consumo de energia elétrica.

4.6.1 Análise do Risco de Déficit

O Quadro 43 contém os riscos de déficit obtidos a partir da consideração do Cenário de Mercado Alto. As demais condições consideradas são iguais às da avaliação com o Mercado de Referência associado ao cenário de Oferta de Referência. Estes resultados são aqueles referentes à chamada avaliação conjuntural.

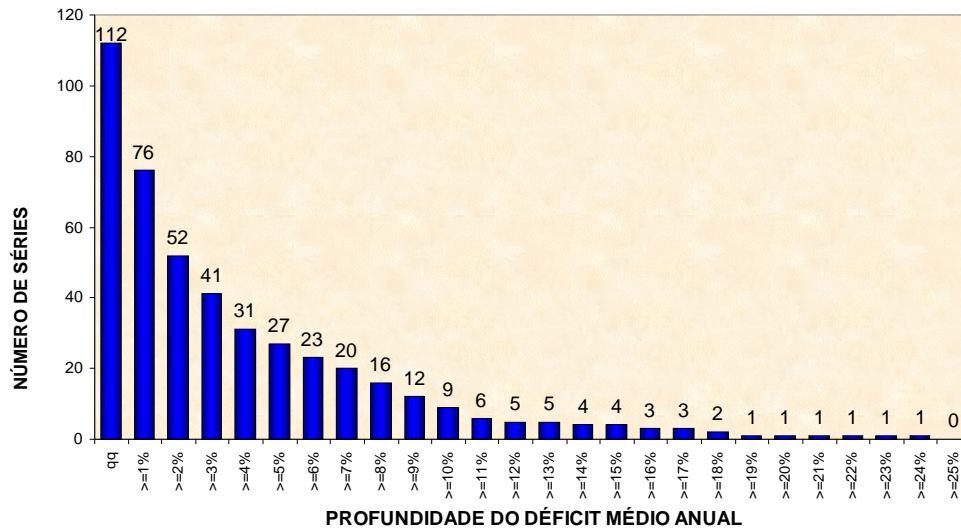
Quadro 43 Riscos de Déficit Conjunturais com Séries Sintéticas (%) – Cenário de Mercado Alto

SUBSISTEMA / ANO	2004	2005	2006	2007
SUDESTE/CENTRO-OESTE				
PROB (Qualquer Déficit)	1,8	1,3	2,0	5,6
PROB (Deficit > 5% Carga)	0,2	0,3	0,5	1,4
PROB (Deficit > 10% Carga)	0,0	0,1	0,2	0,5
SUL				
PROB (Qualquer Déficit)	1,1	1,4	1,6	5,3
PROB (Deficit > 5% Carga)	0,0	0,1	0,2	0,6
PROB (Deficit > 10% Carga)	0,0	0,0	0,2	0,1
NORDESTE				
PROB (Qualquer Déficit)	11,7	6,1	7,5	10,8
PROB (Deficit > 5% Carga)	0,1	0,6	1,4	2,6
PROB (Deficit > 10% Carga)	0,0	0,2	0,6	0,9
NORTE				
PROB (Qualquer Déficit)	1,3	1,5	11,3	8,4
PROB (Deficit > 5% Carga)	0,2	0,3	0,5	1,2
PROB (Deficit > 10% Carga)	0,0	0,1	0,2	0,4

Verifica-se do Quadro 43 que as regiões Sudeste / Centro-Oeste e Sul apresentam riscos de qualquer déficit ainda baixos em todos os anos, com exceção de 2007, quando atingem, respectivamente, os valores de 5,5% e 5,3%. O Subsistema Nordeste atingiu valores de 6,1% em 2005, 7,5% em 2006 e 10,8% em 2007, enquanto que o Norte apresentou risco máximo de 11,3% em 2006 e 8,4% em 2007. Estes déficits são de pequena profundidade, dada sua pequena magnitude, podendo ser facilmente eliminados com políticas de intercâmbios específicas para este objetivo. Conforme pode ser visto no mesmo Quadro 43, a probabilidade de ocorrerem déficits médios anuais superiores a 5% da carga é inferior a 3% para todas as regiões.

A título ilustrativo, apresenta-se nas Figuras 24 a 31 a permanência de séries sintéticas com déficits nas regiões Sudeste e Sul em 2007, Nordeste de 2004 a 2007 e Norte em 2006 e 2007.

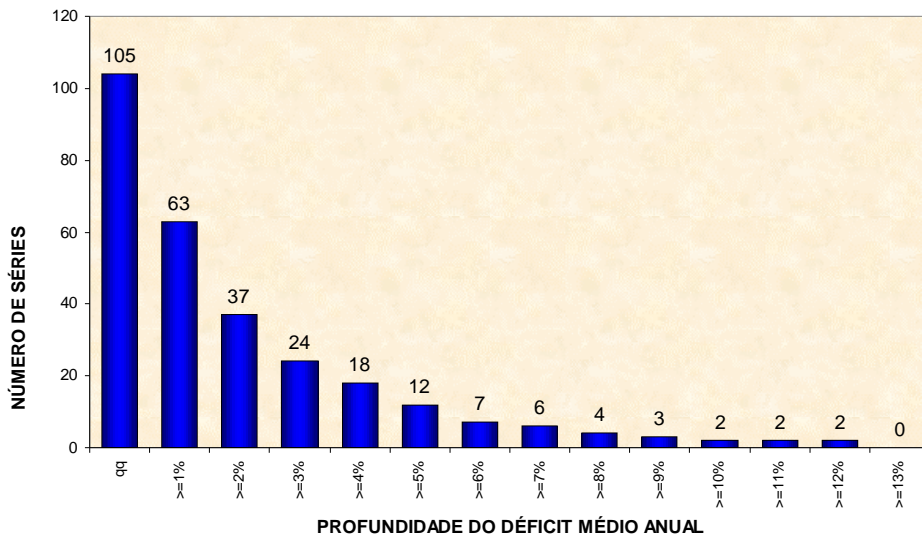
Figura 24 Permanência de séries sintéticas com déficit – Sudeste 2007 – Cenário de Mercado Alto



	1%	2%	3%	4%	5%	6%	7%	8%	9%	10%	11%	12%	13%
% da carga	1%	2%	3%	4%	5%	6%	7%	8%	9%	10%	11%	12%	13%
MWmed	351	703	1054	1405	1757	2108	2459	2810	3162	3513	3864	4216	4567
% da carga	14%	15%	16%	17%	18%	19%	20%	21%	22%	23%	24%	25%	
MWmed	4918	5270	5621	5972	6323	6675	7026	7377	7729	8080	8431	8783	

Observa-se na Figura 21, por exemplo, que apesar do risco de qualquer déficit ser igual a 5,6% na região Sudeste em 2007, apenas 27 séries resultariam em déficits médios anuais superiores a 5% da carga média anual, isto é, 1,7% das séries.

Figura 25 Permanência de séries sintéticas com déficit – Sul 2007 – Cenário de Mercado Alto



	1%	2%	3%	4%	5%	6%	7%	8%	9%	10%	11%	12%	13%
% da carga	1%	2%	3%	4%	5%	6%	7%	8%	9%	10%	11%	12%	13%
MWmed	90	181	271	362	452	543	633	724	814	905	995	1086	1176

Na Figura 25, por exemplo, observa-se que apesar do risco de qualquer déficit ser igual a 5,3% na região Sul em 2007, apenas 12 séries resultariam em déficits médios anuais superiores a 5% da carga média anual.

Figura 26 Permanência de séries sintéticas com déficit – Nordeste 2004 – Cenário de Mercado Alto

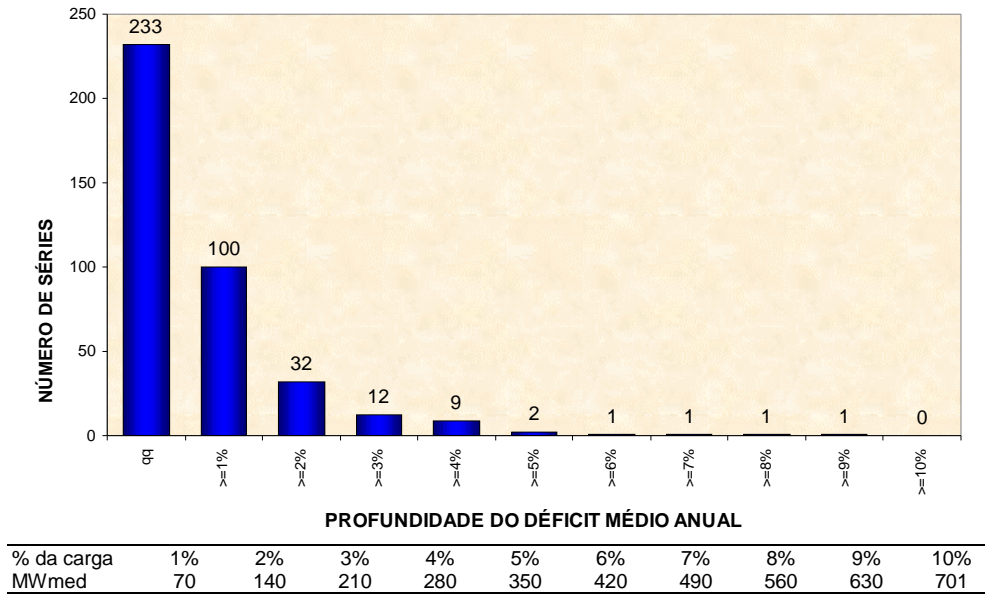


Figura 27 Permanência de séries sintéticas com déficit – Nordeste 2005 – Cenário de Mercado Alto

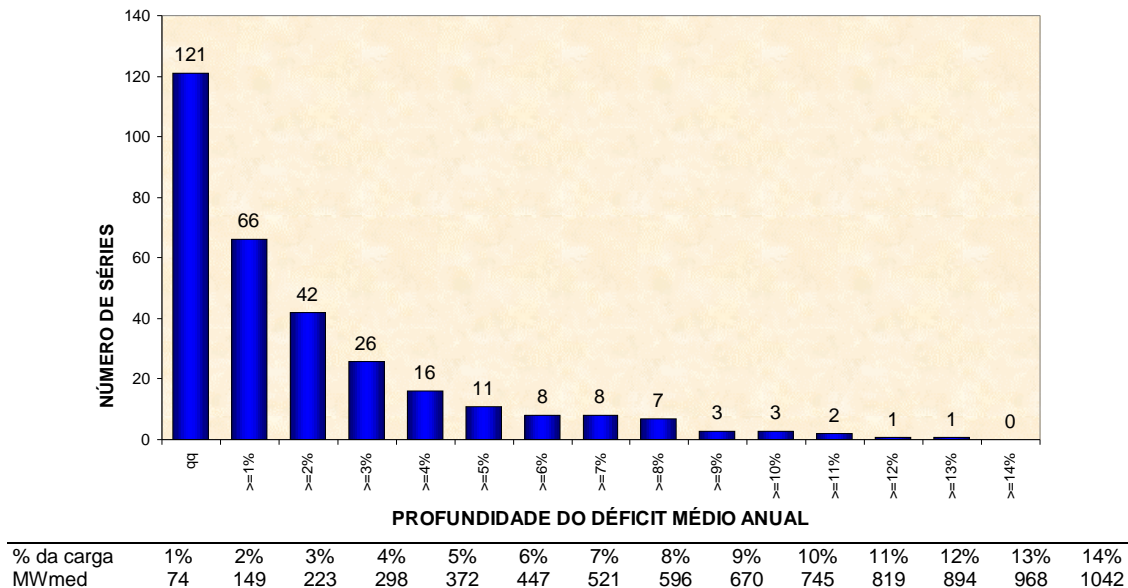


Figura 28 Permanência de séries sintéticas com déficit – Nordeste 2006 – Cenário de Mercado Alto

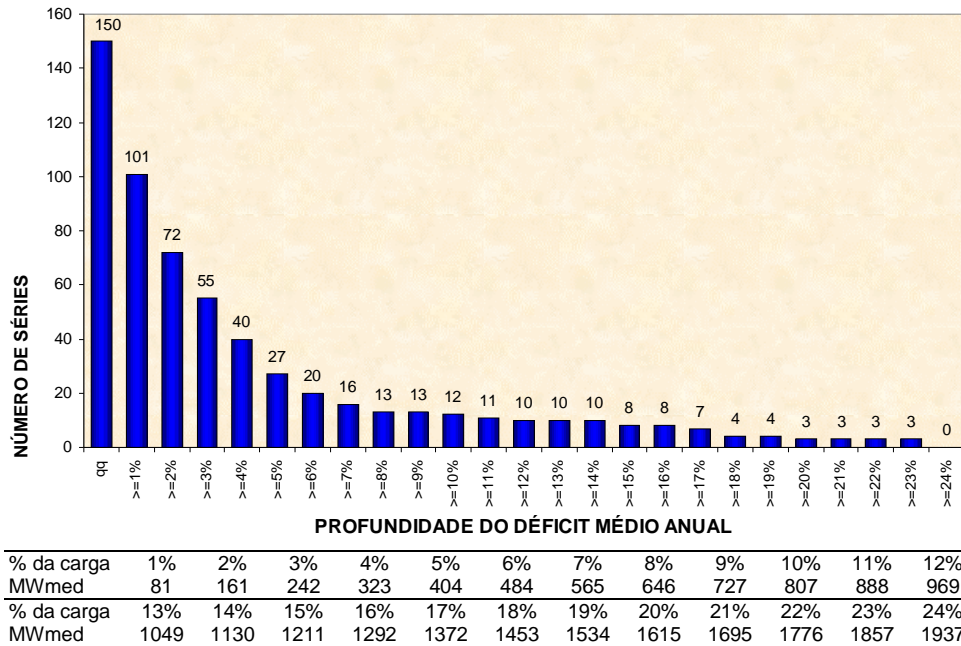
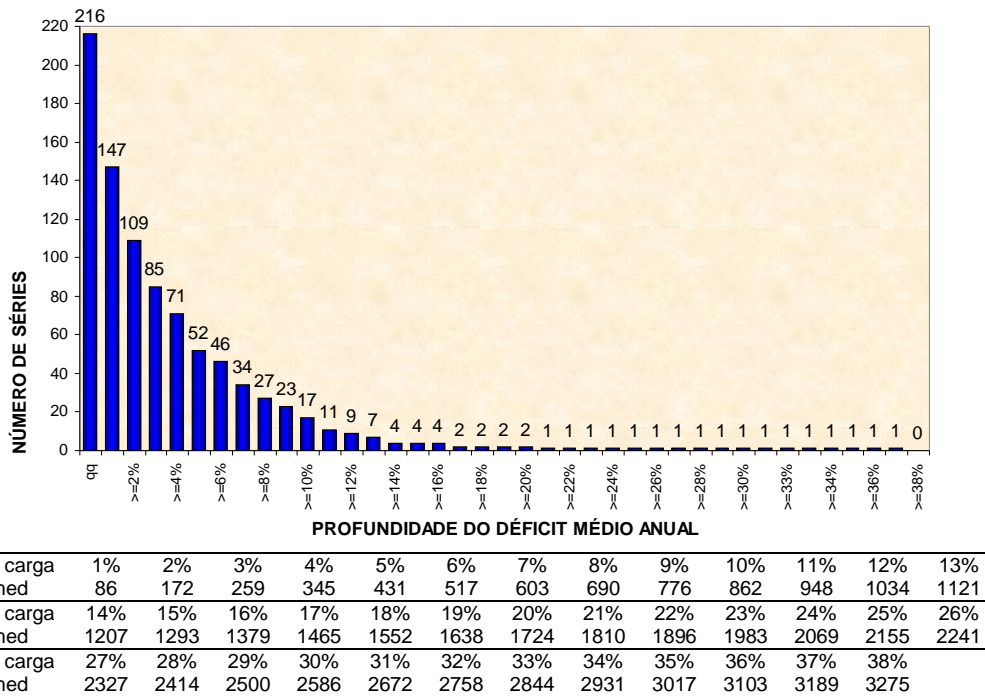
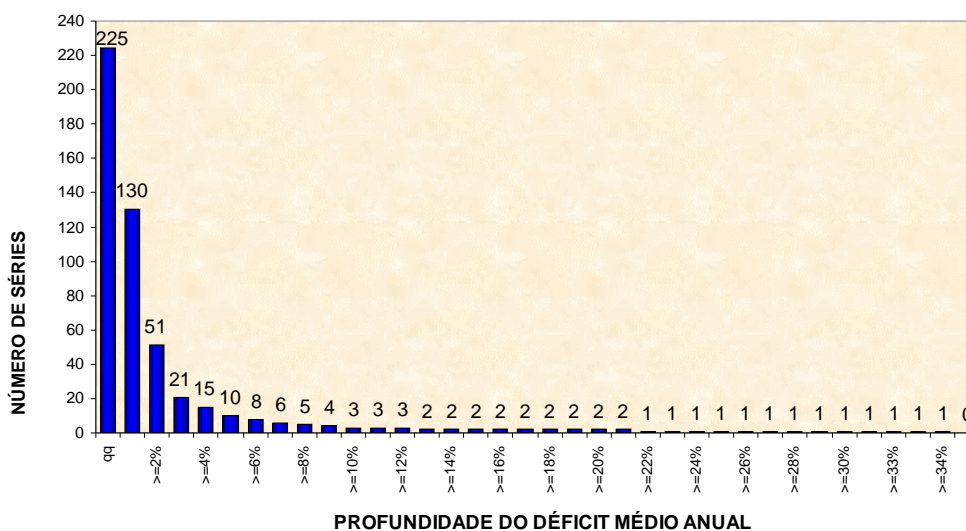


Figura 29 Permanência de séries sintéticas com déficit – Nordeste 2007 – Cenário de Mercado Alto



Da mesma forma, observa-se na Figura 29, por exemplo, que apesar do risco de qualquer déficit ser igual a 8,5% na região Nordeste em 2007, das 170 séries que deram déficit apenas 37 séries resultariam em déficits médios anuais superiores a 5% da carga média anual, isto é, menos de 2% das séries.

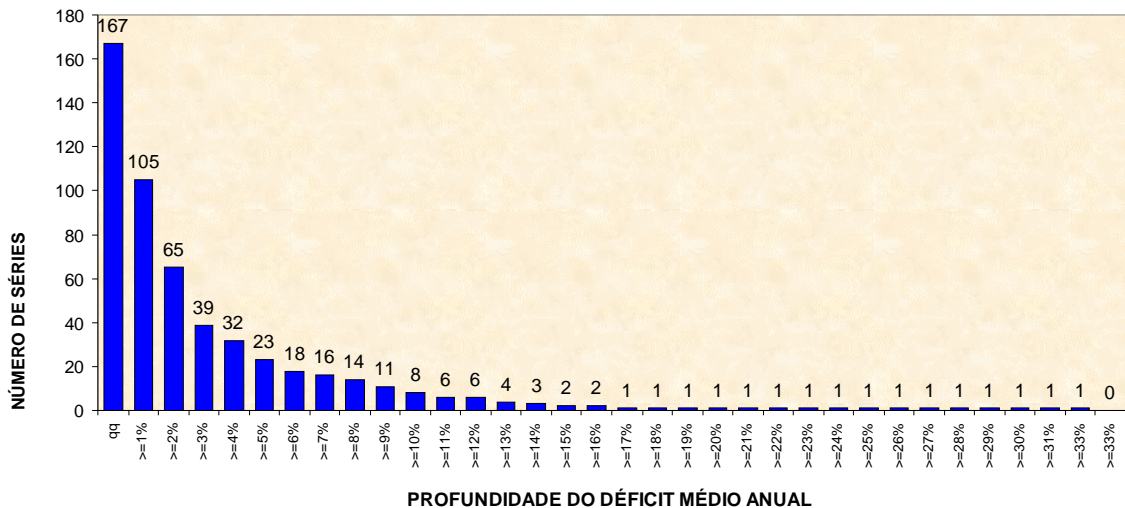
Figura 30 Permanência de séries sintéticas com déficit – Norte 2006 – Cenário de Mercado Alto



		1%	2%	3%	4%	5%	6%	7%	8%	9%	10%	11%	12%
% da carga		34	69	103	138	172	206	241	275	310	344	379	413
MWmed		447	482	516	551	585	619	654	688	723	757	791	826
% da carga		25%	26%	27%	28%	29%	30%	31%	32%	33%	34%	35%	36%
MWmed		860	895	929	963	998	1032	1067	1101	1136	1170	1204	1239

Observa-se, por exemplo, que apesar do risco de qualquer déficit ser igual a 12,8% na região Norte em 2004, poucas séries resultariam em déficits médios anuais superiores a 5% da carga média anual. Além disso, o maior déficit observado corresponderia a 179 MWmed (6% da carga do Norte), o que, na prática, poderia ser evitado, por exemplo, através de políticas de intercâmbios específicas para este objetivo.

Figura 31 Permanência de séries sintéticas com déficit – Norte 2007 – Cenário de Mercado Alto



PROFUNDIDADE DO DÉFICIT MÉDIO ANUAL											
% da carga	1%	2%	3%	4%	5%	6%	7%	8%	9%	10%	11%
MWmed	39	77	116	155	193	232	270	309	348	386	425
% da carga	12%	13%	14%	15%	16%	17%	18%	19%	20%	21%	22%
MWmed	464	502	541	580	618	657	696	734	773	811	850
% da carga	23%	24%	25%	26%	27%	28%	29%	30%	31%	32%	33%
MWmed	889	927	966	1005	1043	1082	1121	1159	1198	1237	1275

Em resumo, pode-se afirmar que mesmo que ocorra o cenário mais acelerado do consumo de energia elétrica, com crescimento do mercado à taxa média anual de 6,6% no período 2003-2007, as condições de atendimento ao SIN se mantêm em níveis adequados com valores de risco bastante inferiores a 5%, para profundidades maiores que 5% da carga média anual.

Cabe observar, no entanto, que a elevação dos riscos de déficit em 2007 em todas as regiões do SIN indica que para as premissas de realização de crescimento média anual do mercado a uma taxa de 6,6% no período 2003 – 2007 (com um PIB associado de 5,5% no período 2004 – 2007) já haveria a necessidade de expansão da oferta adicional àquela associada à oferta de referência, ou mesmo a antecipação da entrada em operação de empreendimentos programados para após 2007.

Com relação à expansão da oferta adicional, esta parcela também poderia ser suprida por projetos previstos para o quinquênio e que hoje ainda apresentem impedimentos de alguma ordem para entrar em operação nas datas previstas. Cabe destacar, novamente, que a Oferta de Referência é conservadora, na medida em que, em consonância com a Resolução GCE 109, são considerados somente os empreendimentos que não apresentem impedimentos para entrada

em operação. Além disso, para o Cenário de Referência, não são considerados projetos termelétricos no triênio 2005 – 2007, já que o custo marginal de operação é inferior ao valor normativo da fonte competitiva em todas as regiões do SIN neste período.

A análise das condições de atendimento para o último ano do período, no caso 2007, é fortemente influenciada pelos anos imediatamente subseqüentes, em especial no que diz respeito à expansão da oferta, motivo pelo qual conclusões para 2007 devem ser relativizadas e monitoradas considerando-se um horizonte de mais longo prazo.

No Quadro 44 podem ser confrontados os riscos conjunturais obtidos da simulação dos Cenários de Mercado Referência e Alto, para profundidades de déficits médio anual maiores que 5% da carga média anual.

Quadro 44 Riscos (%) de Déficits > 5% Carga Média Anual – Séries Sintéticas – Conjuntural

SUBSISTEMA / ANO	2004	2005	2006	2007
SUDESTE/CENTRO-OESTE				
Cenário de Mercado Referência	0,1	0,2	0,2	0,5
Cenário de Mercado Alto	0,2	0,3	0,5	1,4
SUL				
Cenário de Mercado Referência	0,0	0,1	0,2	0,2
Cenário de Mercado Alto	0,0	0,1	0,2	0,6
NORDESTE				
Cenário de Mercado Referência	0,2	0,4	0,7	1,5
Cenário de Mercado Alto	0,1	0,6	1,4	2,6
NORTE				
Cenário de Mercado Referência	0,1	0,2	0,3	0,6
Cenário de Mercado Alto	0,2	0,3	0,5	1,2

4.6.2 Custo Marginal de Operação

A análise do CMO para o Cenário de Mercado Alto vem demonstrar que, pela abordagem de simulação conjuntural, o SIN ainda apresenta valores relativamente baixos de CMO para o ano de 2003, em base mensal.

No Quadro 45 pode-se visualizar os resultados obtidos com o Cenário de Mercado Alto, em base mensal, para os meses restantes de 2003. Destaca-se que tanto a região Sul como a região Sudeste / Centro-Oeste apresentam valores de CMO baixos, inferiores a R\$ 23/MWh durante todo o ano. A região Nordeste apresenta valores mais elevados, atingindo seu máximo no mês de dezembro (R\$28 MWh), com a proximidade do final da estação seca. Na região Norte, o valor do CMO não excede R\$ 26/MWh durante todo o ano.

Quadro 45 Custos marginais médios mensais (R\$/MWh) – Ano 2003 – Conjuntural - Cenário de Mercado Alto

Subsistema	Set	Out	Nov	Dez
SE/CO	19,94	19,49	19,64	20,16
Sul	22,95	20,57	20,95	21,30
Nordeste	17,36	17,26	17,41	28,00
Norte	25,81	23,99	20,87	16,99

No Quadro 46 visualizam-se os CMOs médios anuais estruturais, que permitem analisar as condições de atendimento ao SIN sem a influência das condições iniciais de armazenamento dos reservatórios e afluições passadas.

Quadro 46 Custos marginais médios anuais (R\$/MWh) – para o Período – Estrutural - Cenário de Mercado Alto

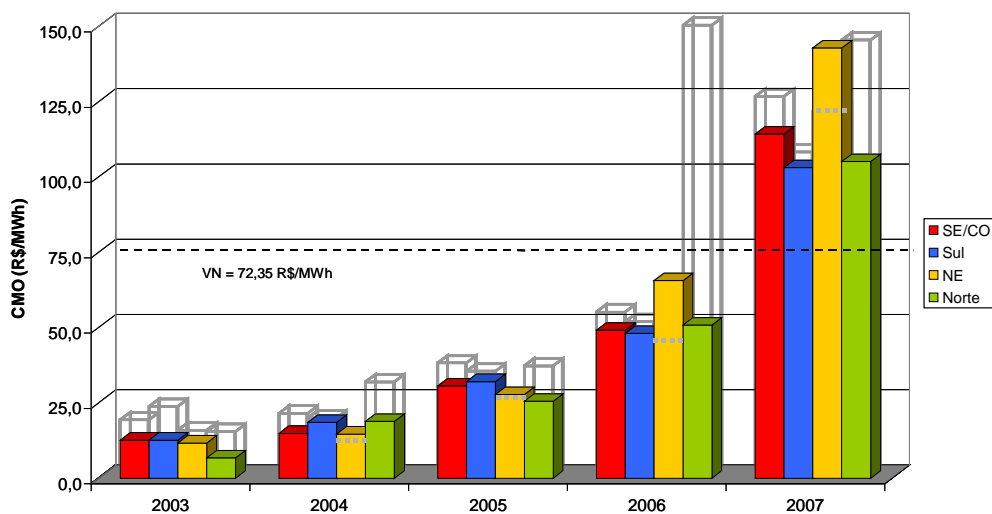
Subsistema	2003	2004	2005	2006	2007
SE/CO	12,65	14,89	30,62	49,12	114,24
Sul	12,59	18,54	32,06	48,05	103,08
Nordeste	11,69	14,61	27,79	65,55	142,85
Norte	6,73	18,82	25,53	50,80	105,09

A análise dos resultados apresentados no Quadro 46 mostra que, para o período 2003 - 2006, os valores obtidos para o CMO médio anual encontram-se em patamares sistematicamente menores que o Valor Normativo (VN) para fonte competitiva, atualmente igual a R\$ 72,35/MWh.

A elevação dos custos marginais médios anuais em 2007 em todas as regiões do SIN indica que para as premissas de realização de crescimento média anual do mercado a uma taxa de 7,4% no período 2003 – 2007 (com um PIB associado de 4,7% no período 2004 – 2007) já haveria a sinalização de necessidade de expansão da oferta adicional àquela associada à Oferta de Referência, ou mesmo a antecipação da entrada em operação de empreendimentos programados para após 2007.

Na Figura 32 pode-se observar que os valores dos CMOs na 2ª Revisão Quadrimstral estão ligeiramente inferiores aos apresentados na 1ª Revisão (em cinza), em razão da redução nas projeções de carga própria, já comentada anteriormente. Apenas para a região Nordeste, nos dois últimos anos, os valores da 2ª Revisão estão mais altos. Em 2007, os valores permaneceram acima do VN, comportamento idêntico ao observado na 1ª Revisão Quadrimstral.

Figura 32 Comparação dos Custos marginais médios anuais (R\$/MWh) – para o período – Estrutural - Cenário de Mercado Alto – 2ª x 1ª Rev. Quadrimstral



Cabe destacar, novamente, que a Oferta de Referência é conservadora, na medida em que, em consonância com a Resolução GCE 109, são considerados somente os empreendimentos que não apresentem impedimentos para entrada em operação. Além disso, para o Cenário de Referência, não são considerados projetos termoelétricos no triênio 2005 – 2007, já que o custo marginal de operação é inferior ao valor normativo da fonte competitiva em todas as regiões do SIN neste período.

A análise das condições de atendimento para o último ano do período, no caso 2007, é fortemente influenciada pelos anos imediatamente subsequêntes, em especial no que diz respeito à expansão da oferta, motivo pelo qual conclusões para 2007 devem ser relativizadas e monitoradas considerando-se um horizonte de mais longo prazo.

ANEXOS

Anexo I Cronograma de Obras de Geração

Ano 2003

MÊS	EMPRESA	REGIÃO	APROVEITAMENTO	TIPO	RIO	UNIDADE	POTÊNCIA	OBS.
out	COPEL	S	Araucária	Gás Natural	-	1/3	167	
out	COPEL	S	Araucária	Gás Natural	-	2/3	167	
out	COPEL	S	Araucária	Gás Natural	-	3/3	135	
out	Fafen Energia S.A.	NE	Fafen	Gás Natural	-	3/4	30	
out	UTE Norte Fluminense S.A.	SE	Norte Fluminense	Gás Natural	-	1/4	189,55	
out	UTE Norte Fluminense S.A.	SE	Norte Fluminense	Gás Natural	-	2/4	189,55	
out	UTE Norte Fluminense S.A.	SE	Norte Fluminense	Gás Natural	-	3/4	189,55	
out	Petrobras	SE	Nova Piratininga	Gás Natural	-	1/6	100	
out	Petrobras	SE	Nova Piratininga	Gás Natural	-	2/6	100	
out	Petrobras	SE	Nova Piratininga	Gás Natural	-	3/6	100	
out	Petrobras	SE	Nova Piratininga	Gás Natural	-	4/6	100	
out	CEMIG	SE	Queimado	Hidro	Preto	Vol. Morto	-	1 mês
out	Termobahia Ltda	NE	Termobahia	Gás Natural	-	1/2	190	
out	Petrobras	SE	Três Lagoas	Gás Natural	-	1/6	60	
out	Petrobras	SE	Três Lagoas	Gás Natural	-	2/6	60	
out	Petrobras	SE	Três Lagoas	Gás Natural	-	3/6	60	
out	Petrobras	SE	Três Lagoas	Gás Natural	-	4/6	60	
out	Eletronorte	N	Tucuruí	Hidro	Tocantins	15/23	375	
nov	CHESF	NE	Camaçari G	Gás Natural	-	3/5	72	
nov	CVRD/EPP	SE	Candonga	Hidro	Doce	Vol. Morto	-	1 mês
nov	Corumbá Concessões S.A.	SE	Corumbá IV	Hidro	Corumbá	Vol. Morto	-	14 meses
nov	CEMIG	SE	Queimado	Hidro	Preto	1/3	35	
dez	CVRD/EPP	SE	Candonga	Hidro	Doce	1/3	46,6	
dez	CESP - Paraná	SE	Porto Primavera	Hidro	Paraná	14/14	110	
dez	FURNAS	SE	Santa Cruz Nova	Gás Natural	-	1/4	200	

Nota: Não estão incluídas as PCHs – Pequenas Centrais Hidroelétricas.

Ano 2004

MÊS	EMPRESA	REGIÃO	APROVEITAMENTO	TIPO	RIO	UNIDADE	POTÊNCIA	OBS.
jan	CGT Fortaleza	NE	Fortaleza	Gás Natural	-	1/1	346,6	
jan	Cia Energética Chapecó	S	Quebra Queixo	Hidro	Chapecó	1/3	40	
jan	CEMIG	SE	Queimado	Hidro	Preto	2/3	35	
jan	FURNAS	SE	Santa Cruz Nova	Gás Natural	-	2/4	200	
jan	Eletronorte	N	Tucuruí	Hidro	Tocantins	16/23	375	
fev	CVRD/EPP	SE	Candongá	Hidro	Doce	2/3	46,7	
fev	Fafen Energia S.A.	NE	Fafen	Gás Natural	-	4/4	61,2	
fev	CEMIG	SE	Queimado	Hidro	Preto	3/3	35	
fev	Termorio S.A.	SE	Termorio	Gás Natural	-	1/9	123,25	
fev	TermoRio S.A.	SE	Termorio	Gás Natural	-	2/9	123,25	
fev	TermoRio S.A.	SE	Termorio	Gás Natural	-	3/9	176,8	
mar	CHESF	NE	Camaçari G	Gás Natural	-	4/5	72	
mar	UTE Norte Fluminense S.A.	SE	Norte Fluminense	Gás Natural	-	4/4	291,55	
mar	Petrobras	SE	Nova Piratininga	Gás Natural	-	5/6	95	
mar	Petrobras	SE	Nova Piratininga	Gás Natural	-	6/6	95	
mar	EMAE	SE	Piratininga 3 e 4	Óleo	-	Desativação	-272	
mar	Cia Energética Chapecó	S	Quebra Queixo	Hidro	Chapecó	2/3	40	
mar	Termopernambuco S/A	NE	Termopernambuco	Gás Natural	-	1/1	637,5	
abr	CVRD/EPP	SE	Candongá	Hidro	Doce	3/3	46,7	
mai	Cia Energética Chapecó	S	Quebra Queixo	Hidro	Chapecó	3/3	40	
mai	TermoRio S.A.	SE	Termorio	Gás Natural	-	4/9	123,25	
mai	TermoRio S.A.	SE	Termorio	Gás Natural	-	5/9	123,25	
mai	TermoRio S.A.	SE	Termorio	Gás Natural	-	6/9	123,3	
mai	Eletronorte	N	Tucuruí	Hidro	Tocantins	17/23	375	
jun	ITAIPU	SE	Itaipu	Hidro	Paraná	19/20	700	

Nota: Não estão incluídas as PCHs – Pequenas Centrais Hidroelétricas.

Ano 2004 (continuação)

MÊS	EMPRESA	REGIÃO	APROVEITAMENTO	TIPO	RIO	UNIDADE	POTÊNCIA	OBS.
set	CEMIG/CVRD	SE	Aimorés	Hidro	Doce	Vol. Morto	-	1 mês
set	Itapebi Geração de Energia S.A.	NE	Itapebi	Hidro	Jequitinhonha	4/4	25	
set	P. Pedra Energética S.A.	SE	Ponte de Pedra	Hidro	Corrente	Vol. Morto	-	3 meses
set	FURNAS	SE	Santa Cruz 12	Óleo	-	Desativação	-168	
set	FURNAS	SE	Santa Cruz Nova	Gás Natural	-	3/4	82	
set	TermoRio S.A.	SE	Termorio	Gás Natural	-	7/9	123,25	
set	TermoRio S.A.	SE	Termorio	Gás Natural	-	8/9	123,25	
set	TermoRio S.A.	SE	Termorio	Gás Natural	-	9/9	123,3	
set	Eletronorte	N	Tucuruí	Hidro	Tocantins	18/23	375	
out	CEMIG/CVRD	SE	Aimorés	Hidro	Doce	1/3	110	
out	CERAN	S	Monte Claro	Hidro	Das Antas	Vol. Morto	-	1 mês
nov	CEMIG/CVRD	SE	Aimorés	Hidro	Doce	2/3	110	
nov	CHESF	NE	Camaçari G	Gás Natural	-	5/5	72	
nov	Consórcio Irapé	SE	Irapé	Hidro	Jequitinhonha	Vol. Morto	-	10 meses
nov	CERAN	S	Monte Claro	Hidro	Das Antas	1/2	65	
dez	CEMIG/CVRD	SE	Aimorés	Hidro	Doce	3/3	110	
dez	Consórcio Barra Grande - GEAB	S	Barra Grande	Hidro	Pelotas	Vol. Morto	-	11 meses
dez	P. Pedra Energética S.A.	SE	Ponte de Pedra	Hidro	Corrente	1/3	58,7	
dez	Centrais Elétricas do Rio Jordão	S	Santa Clara PR	Hidro	Jordão	Vol. Morto	-	3 meses

Nota: Não estão incluídas as PCHs – Pequenas Centrais Hidroelétricas.

Ano 2005

MÊS	EMPRESA	REGIÃO	APROVEITAMENTO	TIPO	RIO	UNIDADE	POTÊNCIA	OBS.
jan	Enguia GEN	NE	Altos	Diesel	-	Fim de Contrato	-13	
jan	Enguia GEN	NE	Aracati	Diesel	-	Fim de Contrato	-11,45	
jan	TRACTEBEL	SE	Arjona45	Gás Natural	-	Fim de Contrato	-61,1	
jan	Enguia GEN	NE	Baturité	Diesel	-	Fim de Contrato	-11,43	
jan	Breitener Energética S.A	NE	Breitener	Diesel	-	Fim de Contrato	-153,75	
jan	Enguia GEN	NE	Campo Maior	Diesel	-	Fim de Contrato	-13	
jan	Gebra	NE	Carrapicho	Diesel	-	Fim de Contrato	-18,6	
jan	Enguia GEN	NE	Caucaia	Diesel	-	Fim de Contrato	-13,1	
jan	Corumbá Concessões S.A.	SE	Corumbá IV	Hidro	Corumbá	1/2	63,5	
jan	Enguia GEN	NE	Crato	Diesel	-	Fim de Contrato	-13,1	
jan	Destilaria JB	NE	Dest JB	Bagaço	-	Fim de Contrato	-18	
jan	Enguia GEN	NE	Enguia Pecem	Diesel	-	Fim de Contrato	-13,10	
jan	Gramame Industrial e Agrícola S.A.	NE	Giasa	Bagaço	-	Fim de Contrato	-18	
jan	Enguia GEN	NE	Iguatu	Diesel	-	Fim de Contrato	-13,1	
jan	Enguia GEN	NE	Jaguarari	Diesel	-	Fim de Contrato	-100,4	
jan	Enguia GEN	NE	Juazeiro	Diesel	-	Fim de Contrato	-13,10	
jan	Gebra	NE	Lagarto	Diesel	-	Fim de Contrato	-14,4	
jan	Enguia GEN	NE	Marambaia	Diesel	-	Fim de Contrato	-13	
jan	Gebra	NE	Marituba	Diesel	-	Fim de Contrato	-15,5	
jan	CERAN	S	Monte Claro	Hidro	Das Antas	2/2	65	
jan	Enguia GEN	NE	Nazária	Diesel	-	Fim de Contrato	-13,1	
jan	Nordeste Generation Ltda	NE	Nordeste Generation	Óleo	-	Fim de Contrato	-143,55	
jan	Parnamirim Energia	NE	Parnamirim	Diesel	-	Fim de Contrato	-93	
jan	Gebra	NE	Peri Peri	Diesel	-	Fim de Contrato	-15,5	
jan	PIE-RP Termoelétrica S.A	SE	PIE-RP	Biomassa	-	Fim de Contrato	-19,47	
jan	Gebra	NE	Polo	Diesel	-	Fim de Contrato	-15,5	
jan	FURNAS	SE	Santa Cruz Nova	Gás Natural	-	4/4	82	
jan	Cummins Brasil Ltda.	SE	Sete Lagoas	Diesel	-	Fim de Contrato	-64	
jan	Eletronorte	N	Tucuruí	Hidro	Tocantins	19/23	375	
fev	P. Pedra Energética S.A.	SE	Ponte de Pedra	Hidro	Corrente	2/3	58,7	
mar	Centrais Elétricas do Rio Jordão	S	Santa Clara PR	Hidro	Jordão	1/2	60	

Nota: Não estão incluídas as PCHs – Pequenas Centrais Hidroelétricas.

Ano 2005 (continuação)

MÊS	EMPRESA	REGIÃO	APROVEITAMENTO	TIPO	RIO	UNIDADE	POTÊNCIA	OBS.
abr	Corumbá Concessões S.A.	SE	Corumbá IV	Hidro	Corumbá	2/2	63,5	
abr	P. Pedra Energética S.A.	SE	Ponte de Pedra	Hidro	Corrente	3/3	58,7	
mai	Consórcio Paraibuna	SE	Picada	Hidro	Peixe	Vol. Morto	-	3 meses
mai	Centrais Elétricas do Rio Jordão	S	Santa Clara PR	Hidro	Jordão	2/2	60	
mai	Eletronorte	N	Tucuruí	Hidro	Tocantins	20/23	375	
ago	Ourinhos Energia S.A.	SE	Ourinhos	Hidro	Parapanema	Vol. Morto	-	1 mês
ago	Consórcio Paraibuna	SE	Picada	Hidro	Peixe	1/2	25	
set	Consórcio Irapé	SE	Irapé	Hidro	Jequitinhonha	1/3	120	
set	Ourinhos Energia S.A.	SE	Ourinhos	Hidro	Parapanema	1/3	14,6	
set	Consórcio Paraibuna	SE	Picada	Hidro	Peixe	2/2	25	
set	Eletronorte	N	Tucuruí	Hidro	Tocantins	21/23	375	
nov	Consórcio Barra Grande - GEAB	S	Barra Grande	Hidro	Pelotas	1/3	230	
nov	Consórcio Irapé	SE	Irapé	Hidro	Jequitinhonha	2/3	120	
nov	Ourinhos Energia S.A.	SE	Ourinhos	Hidro	Parapanema	2/3	14,7	
dez	Campos Novos Energia S.A.	S	Campos Novos	Hidro	Canoas	Vol. Morto	-	4 meses

Nota: Não estão incluídas as PCHs – Pequenas Centrais Hidroelétricas.

Ano 2006

MÊS	EMPRESA	REGIÃO	APROVEITAMENTO	TIPO	RIO	UNIDADE	POTÊNCIA	OBS.
jan	CGE	NE	Aquiraz	Diesel	-	Fim de Contrato	-14,4	
jan	UTE Bahia I - Camaçari	NE	Bahia I	Diesel	-	Fim de Contrato	-30,6	
jan	Termo GCS	NE	Cabo	Diesel	-	Fim de Contrato	-4,92	
jan	CGE	NE	Cagece	Diesel	-	Fim de Contrato	-14,4	
jan	Brasympe	SE	Carapina Bra	Diesel	-	Fim de Contrato	-40	
jan	Brasympe	SE	Civit Bra	Diesel	-	Fim de Contrato	-20	
jan	Cocal	SE	Cocal	Bagaço	-	Fim de Contrato	-21	
jan	CGE	NE	Coluna	Diesel	-	Fim de Contrato	-9,1	
jan	Engebra	SE	Daia	Óleo	-	Fim de Contrato	-44,08	
jan	Termo GCS	NE	Ipojuca	Diesel	-	Fim de Contrato	-4,92	
jan	Consórcio Irapé	SE	Irapé	Hidro	Jequitinhonha	3/3	120	
jan	Itaenga	NE	Itaenga	Diesel	-	Fim de Contrato	-20	
jan	Brasympe	NE	Jardim Brasympe	Diesel	-	Fim de Contrato	-60	
jan	CGE	NE	Maranguape	Diesel	-	Fim de Contrato	-11,2	
jan	Ourinhos Energia S.A.	SE	Ourinhos	Hidro	Paranapanema	3/3	14,7	
jan	CGE	NE	Pacajus	Diesel	-	Fim de Contrato	-9,1	
jan	CGE	NE	Paraipaba	Diesel	-	Fim de Contrato	-12,8	
jan	Cia Energética de Petrolina	NE	Petrolina	Diesel	-	Fim de Contrato	-128	
jan	Brasympe	SE	Ponta de Ubu	Diesel	-	Fim de Contrato	-40	
jan	Termo GCS	NE	Porto	Diesel	-	Fim de Contrato	-4,92	
jan	Termo GCS	NE	Prazeres	Diesel	-	Fim de Contrato	-4,92	
jan	Brasympe	NE	R Largo Bra	Diesel	-	Fim de Contrato	-168	
jan	Termo GCS	NE	Rio Formoso	Diesel	-	Fim de Contrato	-4,92	
jan	Termo GCS	NE	Suape	Diesel	-	Fim de Contrato	-4,92	
jan	TEP	NE	TEP	Diesel	-	Fim de Contrato	-48	
jan	Termocabo	NE	Termocabo	Gás Natural	-	Fim de Contrato	-48	
jan	Brasympe	SE	Tubarão	Diesel	-	Fim de Contrato	-40	
jan	Eletronorte	N	Tucuruí	Hidro	Tocantins	22/23	375	
jan	Aruanã Termoelétricas S.A	SE	Xavantes	Diesel	-	Fim de Contrato	-48	

Nota: Não estão incluídas as PCHs – Pequenas Centrais Hidroelétricas.

Ano 2006 (continuação)

MÊS	EMPRESA	REGIÃO	APROVEITAMENTO	TIPO	RIO	UNIDADE	POTÊNCIA	OBS.
fev	Consórcio Barra Grande - GEAB	S	Barra Grande	Hidro	Pelotas	2/3	230	
abr	Campos Novos Energia S.A.	S	Campos Novos	Hidro	Canoas	1/3	293,3	
mai	Consórcio Barra Grande - GEAB	S	Barra Grande	Hidro	Pelotas	3/3	230	
mai	Eletronorte	N	Tucuruí	Hidro	Tocantins	23/23	375	
jul	Campos Novos Energia S.A.	S	Campos Novos	Hidro	Canoas	2/3	293,3	
out	Campos Novos Energia S.A.	S	Campos Novos	Hidro	Canoas	3/3	293,4	

Nota: Não estão incluídas as PCHs – Pequenas Centrais Hidroelétricas.

Subsistema	Potência Hidro (MW)	Potência Termo (MW)
SE/CO	38.163	5.918
S	10.713	2.265
NE	10.508	1.778
N	5.020	0
Total Brasil	64.404	9.961

(*) Não estão consideradas as importações da Argentina e as compras de Itaipu.

Situação em 31/08/2003.

Nota: Não estão incluídas as PCHs – Pequenas Centrais Hidroelétricas.

Anexo II Características das Usinas Hidráulicas, Reservatórios e Térmicas

Características das Usinas Hidráulicas (1/3)

EMPRESA	USINA	POTÊNCIA EFETIVA (MW)		RENDIMENTO TxG (P.U.)	PRODUTIBILIDADE ASSOC. 65% V.U. (MW/m³/s)	
		UNITÁRIO	TOTAL			
AES Tietê	Euclides da Cunha	4 x	27,2	108,8	0,85	0,7461
	A. S. Oliveira	2 x	16	32	0,84	0,2064
	Água Vermelha	6 x	232,7	1396,2	0,90	0,4710
	Caconde	1 x	41,2	80,4	0,86	0,8146
		1 x	39,2			
	Barra Bonita	4 x	35	140	0,88	0,1723
		A. S. Lima	3 x			
	Ibitinga	3 x	43,8	131,4	0,90	0,1872
	Promissão	3 x	88	264	0,90	0,2059
Nova Avanhandava	3 x	115,8	347,4	0,90	0,2601	
CBA	Piraju	2 x	40	80	0,90	0,2296
		2 x	17			
CDSA	Cachoeira Dourada	3 x	54	658	0,89	0,2826
		3 x	84			
		2 x	105			
CEMIG	Camargos	2 x	23	46	0,87	0,1971
		2 x	12,5			
	Itutinga	1 x	14	52	0,90	0,2447
		1 x	13			
	Jaguara	4 x	106	424	0,91	0,4043
	Volta Grande	4 x	95	380	0,92	0,2472
	Salto Grande	2 x	27	102	0,84	0,7829
		2 x	24			
	Três Marias	6 x	66	396	0,87	0,4301
	Emborcação	4 x	298	1192	0,89	1,1027
	São Simão	6 x	285	1710	0,92	0,6241
	Nova Ponte	3 x	170	510	0,94	1,0025
	Miranda	3 x	136	408	0,90	0,5949
	Igarapava	5 x	42	210	0,92	0,1525
	Irapé	3 x	120	360	0,91	1,4906
	Funil-Grande (*)	3 x	60	180	0,90	0,3457
	Aimorés	3 x	110	330	0,93	0,2582
	Queimado	3 x	35	105	0,90	1,6064
	Guilman-Amorim	4 x	35	140	0,90	1,0242
	Sá Carvalho	2 X	15	78	0,88	0,9375
1 x		30				
CESP-Paraná	Ilha Solteira	4 x	176	3444	0,90	0,3901
		11 x	170			
		5 x	174			
	Três Irmãos	5 x	161,5	807,5	0,90	0,3901
	Jupiá	14 x	110,8	1551,2	0,89	0,1980
	Porto Primavera	14 x	110	1540	0,90	0,1545
	Jaguari	2 x	13,8	27,6	0,87	0,5046
Paraibuna	2 x	42,5	85	0,89	0,7003	

(*) Consórcio CVRD/CEMIG.

EMPRESA	USINA	POTÊNCIA EFETIVA (MW)		RENDIMENTO TxG (P.U.)	PRODUTIBILIDADE ASSOC. 65% V.U. (MW/m³/s)	
		UNITÁRIO	TOTAL			
Cia. Energ. Santa Clara	Santa Clara MG	3 x	20	60	0,89	0,4584
Cia. Paraibuna Metais	Sobragi	3 x	20	60	0,86	0,6252
Consórcio Guaporé	Guaporé	3 x	40	120	0,92	1,4108
Consórcio Jauru	Jauru	3 x	40,5	121,5	0,92	0,9648
Consórcio Porto Estrela	Porto Estrela	2 x	56	112	0,92	0,4242
Consórcio Usina Lajeado	Lajeado	5 x	180,5	902,5	0,91	0,3169
Duke Energy	A. A. Lavdner	2 x	48,9	97,8	0,91	0,2935
	Chavantes	4 x	103,5	414	0,89	0,6247
	L. N. Garcez	4 x	18	72	0,85	0,1497
	Canoas II	3 x	24	72	0,90	0,1289
	Canoas I	3 x	27,5	82,5	0,91	0,1509
	Capivara	4 x	160	640	0,85	0,3712
	Taquaruçu	5 x	110,8	554	0,90	0,2207
	Rosana	4 x	93	372	0,90	0,1720
EMAE	Henry Borden	1 x	35			
		1 x	40			
		5 x	65	888	0,81	5,6537
		1 x	68			
		6 x	70			
ESCELSA	Mascarenhas	2 x	45	131	0,89	0,1855
		1 x	41			
FURNAS	Furnas	8 x	164	1312	0,88	0,7726
		2 x	38			
	Mascarenhas de Moraes	2 x	45	478	0,85	0,3337
		4 x	51			
		2 x	54			
	Estreito	6 x	184	1104	0,90	0,5627
	Porto Colômbia	4 x	82	328	0,89	0,2038
	Marimbondo	8 x	186	1488	0,87	0,4939
	Itumbiara	6 x	380	2280	0,90	0,6813
	Funil	3 x	74	222	0,84	0,5327
	Corumbá I	3 x	125	375	0,91	0,6106
	Serra da Mesa	3 x	425	1275	0,93	1,0315
	Manso	4 x	52,5	210	0,90	0,5145
	ITAIPU	Itaipu	20 x	700	14000	0,92
Itiquira Energética S.A.	Itiquira I	2 x	30,4	60,8	0,90	0,7642
	Itiquira II	2 x	47,6	95,2	0,91	1,1593
LIGHT	Fontes	1 x	44	132	0,85	2,5962
		2 x	44			
	Nilo Peçanha	2 x	48	380	0,87	2,6330
		4 x	71			
	Pereira Passos	2 x	50	100	0,85	0,3140
	Santa Branca	2 x	29	58	0,90	0,3524
		2 x	27			
	Ilha dos Pombos	1 x	32	183	0,79	0,2588
		1 x	48			
1 x		49				
Consumo das Usinas de Bombeamento: Sta Cecília = 0,1910 e Vigário = 0,4460						
ROSAL ENERGIA S/A	Rosal	2 x	27,5	55	0,92	1,6950

Obs.: Em azul (*itálico*) estão destacadas as alterações em relação a 1ª Revisão Quadrimestral (PMO de maio/2003).

EMPRESA	USINA	POTÊNCIA EFETIVA (MW)		RENDIMENTO TxG (P.U.)	PRODUTIBILIDADE ASSOC. 65% V.U. (MW/m³/s)	
CEEE	Dona Francisca (*)	2 x	62,5	125	0,88	0,3432
	Passo Real	2 x	79	158	0,94	0,3797
	Jacuí	6 x	30	180	0,89	0,8282
	Itaúba	4 x	125	500	0,94	0,8259
COPEL	G. P. Souza	4 x	65	260	0,90	6,5259
	G. B. Munhoz	4 x	419	1676	0,92	1,1477
	Segredo	4 x	315	1260	0,92	1,0242
	Salto Caxias	4 x	310	1240	0,92	0,5930
TRACTEBEL	Passo Fundo	2 x	113	226	0,91	2,2429
	Salto Santiago	4 x	355	1420	0,90	0,8820
	Salto Osório	4 x	182	1078	0,90	0,6307
		2 x	175			
	Itá	5 x	290	1450	0,91	0,9186
	Machadinho	3 x	380	1140	0,91	0,9187
CHESF	Cana Brava	3 x	157,2	471,6	0,91	0,3990
	Sobradinho	6 x	175	1050	0,92	0,2410
	Itaparica	6 x	250	1500	0,91	0,4479
	Moxotó	4 x	100	400	0,91	0,0974
		3 x	60			
		2 x	70			
	Paulo Afonso 1,2,3	1 x	75	1423	0,90	0,3800
		3 x	76			
		4 x	200			
	Paulo Afonso 4	6 x	410	2460	0,93	0,5427
Xingó	6 x	500	3000	0,93	1,0615	
CELPA	Boa Esperança	2 x	49	225	0,92	0,3719
		2 x	63,5			
ELETRONORTE	Curuá-Una	3 x	10	30	0,88	0,1570
		12 x	350			
OUTRAS	Tucuruí	2 x	20	8365	0,936	0,5424
		11 x	375			
	Barra Grande	3 x	230	690	0,92	1,3849
	Campos Novos	3 x	293,3	880	0,91	1,6244
	Candongá	1 x	46,6	140	0,92	0,4664
		2 x	46,7			
	Corumbá IV	2 x	63,5	127	0,93	0,6190
	Itapebi	3 x	150	475	0,92	0,7032
	Monte Claro	1 x	25			
		2 x	65	130	0,92	0,3581
		1 x	14,6	44	0,89	0,0943
	2 x	14,7				
	2 x	25	50	0,87	1,1054	
	Ponte de Pedra	3 x	58,7	176,1	0,92	2,2012
	Quebra Queixo	3 x	40	120	0,92	1,0522
	Santa Clara PR	2 x	60	120	0,90	0,8133

(*) Consórcio CEEE/DFESA.

Obs.: Em azul (*itálico*) estão destacadas as alterações em relação a 1ª Revisão Quadrimestral (PMO de maio/2003).

Características dos Reservatórios

EMPRESA	USINA	VOLUME (hm³)			COTA (m)		CANAL FUGA MÉDIO (m)
		MÁXIMO	MÍNIMO	ÚTIL	MÁXIMA	MÍNIMA	
AES Tietê	Caconde	555	51	504	855,00	825,00	750,00
	Euclides da Cunha	14	14	0	665,00	665,00	573,50
	A. S. Oliveira	25	25	0	573,00	573,00	547,60
	Água Vermelha	11025	5856	5169	383,30	373,30	326,40
	Barra Bonita	3135	569	2566	451,50	439,50	428,00
	A. S. Lima	544	544	0	427,50	427,50	405,00
	Ibitinga	985	985	0	404,00	404,00	382,50
	Promissão	7408	5280	2128	384,00	379,70	358,70
	Nova Avanhandava	2720	2720	0	358,00	358,00	328,00
CBA	Piraju	84	84	0	531,50	531,50	505,00
CDSA	Cachoeira Dourada	460	460	0	434,12	434,12	401,10
CEMIG	Camargos	792	120	672	913,00	899,00	886,10
	Itutinga	11	11	0	886,00	886,00	857,70
	Jaguara	450	450	0	558,50	558,50	512,60
	Volta Grande	2244	2244	0	494,60	494,60	467,00
	Salto Grande	78	78	0	356,00	356,00	255,10
	Três Marias	19528	4250	15278	572,50	549,20	515,70
	Emborcação	17725	4669	13056	661,00	615,00	521,90
	São Simão	12540	7000	5540	401,00	390,50	328,10
	Nova Ponte	12792	2412	10380	815,00	775,50	696,00
	Miranda	1120	974	146	696,00	693,00	625,20
	Igarapava	480	480	0	512,00	512,00	494,80
	Irapé	5964	2268	3696	510,00	470,80	328,00
	Funil-Grande (*)	304	304	0	808,00	808,00	768,00
	Aimorés	186	185	1	90,00	90,00	61,30
	Queimado	540	86	454	829,00	811,00	637,50
	Guilman-Amorim	12	12	0	495,00	495,00	375,50
	Sá Carvalho	1	1	0	369,50	369,50	255,10
CESP-Paraná	Ilha Solteira	21060	8232	12828	328,00	314,00	281,10
	Três Irmãos	13372	9923	3449	328,00	323,00	280,00
	I. Solt + T. Irmãos	34432	25467	8965	328,00	323,00	281,10
	Jupia	3354	3354	0	280,00	280,00	257,00
	Porto Primavera	20000	14400	5600	259,00	257,00	239,20
	Jaguari	1236	443	793	623,00	603,20	557,90
	Paraibuna	4732	2096	2636	714,00	694,60	626,40
Cia. Energ. Santa Clara	Santa Clara MG	146	146	0	86,00	86,00	32,60
Cia. Paraibuna Metais	Sobragi	1	1	0	436,50	436,50	360,00
Consórcio Guaporé	Guaporé	21	21	0	479,20	479,20	304,80
Consórcio Jauru	Jauru	20	20	0	355,00	355,00	244,90
Consórcio Porto Estrela	Porto Estrela	89	56	33	255,00	246,00	204,00
Consórcio Usina Lajeado	Lajeado	4940	4940	0	212,00	212,00	175,80
Duke Energy	A. A. Laydner	7008	3843	3165	568,00	559,70	532,20
	Chavantes	8795	5754	3041	474,00	465,23	398,70
	L. N. Garcez	45	45	0	384,67	384,67	366,60
	Canoas II	151	151	0	366,00	366,00	351,10
	Canoas I	212	212	0	351,00	351,00	333,80
	Capivara	10540	4816	5724	334,00	321,00	285,20
	Taquaruçu	677	677	0	284,00	284,00	258,50
	Rosana	1918	1918	0	258,00	258,00	238,00

(*) Consórcio CVRD/CEMIG.

EMPRESA	USINA	VOLUME (hm³)			COTA (m)		CANAL FUGA MÉDIO (m)
		MÁXIMO	MÍNIMO	ÚTIL	MÁXIMA	MÍNIMA	
EMAE	Billings	1167	1	1166	747,65	729,15	728,75
	Guarapiranga	197	1	196	737,77	726,15	720,00
	Henry Borden	1	1	0	728,75	728,75	11,50
ESCELSA	Mascarenhas	42	42	0	60,75	60,75	39,00
FURNAS	Furnas	22950	5733	17217	768,00	750,00	672,90
	Mascarenhas de Moraes	4040	1540	2500	666,12	653,12	622,00
	Estreito	1423	1423	0	622,50	622,50	557,80
	Porto Colômbia	1524	1524	0	467,20	467,20	443,40
	Marimbondo	6150	890	5260	446,33	426,00	382,80
	Itumbiara	17027	4573	12454	520,00	495,00	435,60
	Funil	888	283	605	466,50	444,00	394,30
	Corumbá I	1500	470	1030	595,00	570,00	518,90
	Serra da Mesa	54400	11150	43250	460,00	417,30	334,10
Manso	7337	4386	2951	287,00	278,00	224,80	
ITAIPU	Itaipu	29000	29000	0	220,00	220,00	100,00
Itiquira Energética S.A.	Itiquira I	5	5	0	412,00	412,00	320,00
	Itiquira II	1	1	0	320,00	320,00	180,75
LIGHT	Lajes	445,35	0	445,35	415,50	386,50	90,30
	Nilo Pecanha	38	38	0	399,00	399,00	86,90
	Pereira Passos	17	17	0	86,50	86,50	48,50
	Santa Branca	439	131	308	622,00	605,00	557,20
	Ilha dos Pombos	8	8	0	135,60	135,60	101,76
	Fontes A	445,35	445,35	0	415,00	415,00	90,30
	Fontes BC	38	38	0	399,00	399,00	90,30
ROSAL ENERGIA S/A	Rosal	11	11	0	555,00	555,00	360,40
CEEE	Dona Francisca (*)	330	330	0	94,50	94,50	54,40
	Ernestina	259	21	238	489,50	482,50	457,35
	Passo Real	3646	289	3357	327,00	300,00	279,30
	Jacuí	29	29	0	279,89	279,89	182,37
CELESC	Itaúba	620	620	0	184,00	184,00	92,70
COPEL	Cubatão	58	21	37	800,00	789,00	148,40
COPEL	G.P.Souza	179	23	156	845,00	822,00	90,70
	G.B.Munhoz	5779	1974	3805	742,00	700,00	602,00
	Segredo	2950	2562	388	607,00	602,00	490,00
	Salto Caxias	3573	3573	0	325,00	325,00	258,70
TRACTEBEL	Passo Fundo	1589	185	1404	598,00	584,00	335,50
	Salto Santiago	6775	2662	4113	506,00	480,90	397,00
	Salto Osório	1124	1124	0	397,00	397,00	324,00
	Itá	5100	5100	0	370,00	370,00	265,10
	Machadinho	3340	2283	1057	480,00	465,00	371,20
	Cana Brava	2300	2300	0	333,00	333,00	287,40
CHESF	Sobradinho	34116	5447	28669	392,50	380,50	362,50
	Itaparica	10782	7234	3548	304,00	299,00	251,50
	Moxotó	1226	1226	0	251,50	251,50	230,30
	P. Afonso 1,2,3	26	26	0	230,30	230,30	146,10
	P. Afonso 4	121	121	0	251,50	251,50	135,80
	Xingó	3800	3800	0	138,00	138,00	19,50
CELPA	Boa Esperança	5085	3173	1912	304,00	298,00	260,00
CELPA	Curuá-Una	530	130	400	68,00	61,00	47,30
ELETRONORTE	Tucuruí	50400	13487	36913	74,00	51,64	8,60

(*) Consórcio CEEE/DFESA.

EMPRESA	USINA	VOLUME (hm³)			COTA (m)		CANAL FUGA MÉDIO (m)
		MÁXIMO	MÍNIMO	ÚTIL	MÁXIMA	MÍNIMA	
	Barra Grande	4971	2669	2302	647,00	617,00	480,63
	Campos Novos	1477	1320	157	660,00	655,00	472,70
	Candongá	54,44	54,44	0	327,50	327,50	277,08
	Corumbá IV	3624	2936	688	842,00	837,00	771,20
	Itapebi	1634	1634	0	110,00	110,00	29,68
OUTRAS	Monte Claro	11	10	1	148,00	147,00	104,00
	<i>Ourinhos</i>	<i>21</i>	<i>21</i>	<i>0</i>	<i>398,00</i>	<i>398,00</i>	<i>387,00</i>
	<i>Picada</i>	<i>7</i>	<i>6</i>	<i>1</i>	<i>659,22</i>	<i>658,76</i>	<i>525,71</i>
	Ponte de Pedra	199	199	0	396,00	396,00	148,60
	Quebra Queixo	137	111	26	549,00	544,00	426,70
	Santa Clara PR	431	169	262	805,00	787,50	706,10

Obs.: Em azul (*itálico*) estão destacadas as alterações em relação a 1ª Revisão Quadrimestral (PMO de maio/2003).

Características das Usinas Térmicas

EMPRESA	USINA	UNID	TIPO	POTÊNCIA EFETIVA (MW)	TIF (%)	IP (%)	FCMAX (%)
CEB	UTE Brasília	1-2	Óleo	2 x 5,0	19,45	6,68	80
CEMIG	Igarapé	1	Óleo 7A	131,0	8,46	9,27	100
CPFL	Carioba	1-2	Óleo	2 x 18,0	10	8	89
EL PASO	Macaé Merchant	1-20	Gás	20 x 46,13	6,00	1,47	100
ELETRONUCLEAR	Angra I	1	Nuclear	657,0	3,00	16	96,35
	Angra II	1	Nuclear	1350,0	3,00	8	100
EMAE	Piratininga	1-2	Gás	2 x 100,0	1,47	11,02	100
		3-4	Óleo	2 x 136,0 **	11,60	9,27	100
ENERSUL	Corumbá	1-4	Diesel	4 x 1,5	19,45	6,68	100
	Coxim	1-3	Diesel	3 x 1,0	19,45	6,68	100
EPE	Cuiabá	1-2	Gás	2 x 150,0	-	9,27	100
		3	Vapor	180,0	-	9,27	100
FURNAS	R.Silveira	1-2	Gás	2 x 16,0	2,06	12,25	94
	Santa Cruz Nova	1-2	Gás	2 x 200,0	-	10	100
		3-4	Vapor	2 x 82,0	-	10	100
	Santa Cruz	1-2	Óleo	2 x 84,0 ***	13,02	11,09	89
		3-4	Óleo	2 x 220,0	9,18	5,44	91
Ibiritermo Ltda	Ibiritermo	1	Gás	150,0	1,10	5 ****	96,17
		2	Vapor	85,0	1,10	5 ****	96,17
		3-4	Gás	2 x 226,0 *	1,10	5 ****	96,17
PETROBRAS	Nova Piratininga	1-4	Gás	4 x 100,0	10	-	92,50
		5-6	Vapor	2 x 95,0	10	-	92,50
	Três Lagoas	1-4	Gás	4 x 60,0	2,19	2,73 *****	100
		5-6	Gás	2 x 60,0 *	2,19	2,73 *****	100
	Canoas	1	Gás	160,0	3,50	2,90 *****	100
		2	Gás	90,0 *	3,50	2,90 *****	100
		3	Gás	250,0 *	3,50	2,90 *****	100
SFE	Eletrobolt	1-8	Gás	8 x 47,38	-	8	100
Termorio S/A	Termorio	1-6	Gás	6 x 123,25	10	-	100
		7	Vapor	1 x 176,8	10	-	100
		8-9	Gás	2 x 123,30	10	-	100
TRACTEBEL	Willian Arjona	1-3	Gás	3 x 40,0	2,45	1,80	90
UTE Norte Fluminense S/A	Norte Fluminense	1-3	Gás	3 x 189,55	3	4	89,51
		4	Vapor	291,55	3	4	89,51
UTEJF	Juiz de Fora	1-2	Gás	2 x 43,5	2	8	100
		3	Gás	21,0 *	2	8	100

* Máquinas não consideradas nas simulações por não estarem em consonância com a Resolução GCE N.º 109.

** As UGs 3-4 sofrerão conversão para serem utilizadas no ciclo combinado da UTE Nova Piratininga (UGs 5-6 – Vapor) a partir de março/2004.

*** As UGs 1-2 sofrerão conversão para serem utilizadas no ciclo combinado da UTE Santa Cruz Nova (UGs 3-4 – Vapor) a partir de setembro/2004.

**** O agente informou IP = 3% para 2004 e 7% para 2006.

***** O agente informou IP = 3,56% para 2006.

***** O agente informou IP = 1,60% para 2004 e 6,60% para 2006.

Obs.: Em azul (*itálico*) estão destacadas as alterações em relação a 1ª Revisão Quadrimestral (PMO de maio/2003).

EMPRESA	USINA	UNID	TIPO	POTÊNCIA EFETIVA (MW)	TIF (%)	IP (%)	FCMAX (%)
AES-Uruquaiana	Uruquaiana *	1-2	Gás	2 x 175,0	0,18	4,33	100
		3	Gás	250,0	0,18	4,33	100
CGTEE	P. Médici	1-2	Carvão	2 x 63,0	12,50	27,50	95,24
		3-4	Carvão	2 x 160,0	38	23,50	100
	Nutepa	1-3	Óleo Comb	3 x 8,0	1,80	0,10	100
	São Jerônimo	1-2	Carvão	2 x 5,0	2,10	0,65	70
3		Carvão	10,0	2,10	0,65	70	
CIEN	Argentina 1B	-	Interligação	60,0	1	2	100
	Argentina 2A	-	Interligação	400,0	1,37	1,37	100
	Argentina 2B	-	Interligação	200,0	1,37	1,37	100
	Argentina 2C	-	Interligação	400,0	1,37	1,37	100
	Argentina 2D	-	Interligação	100,0	1,37	1,37	100
COPEL	Figueira	1-2	Carvão	2 x 10,0	8,40	12,25	70
FURNAS/TRACTEBEL	Argentina 1	-	Interligação	1018,0	1	2	100
TRACTEBEL	Alegrete	1-2	Óleo Comb	2 x 33,0	14,91	12,25	100
	Charqueadas	1-4	Carvão	4 x 18,0	13,94	12,25	83
		J. Lacerda A	1-2	Carvão	2 x 50,0	44,67	12,25
	J. Lacerda B	3-4	Carvão	2 x 66,0	10,38	11,09	100
		5-6	Carvão	2 x 131,0	6	11,02	100
J. Lacerda C	7	Carvão	363,0	4,11	5,44	100	
UEG Araucária Ltda	Araucária	1-2	Gás	2 x 167,0	1	7	100
		3	Vapor	135,0	1	7	100
CGT Fortaleza S.A.	Fortaleza	1	Gás	346,6	10	-	89,64
CHESF	Camaçari **	1-5	Gás	5 x 72,0	12	17	97,22
FAFEN	FAFEN	1	Gás	30,0	4	10	84,38
		2	Gás	34,0	4	10	84,38
		3	Gás	30,0	4	10	84,38
		4	Gás	61,2	4	10	84,38
MPX Termoceará	Termoceará	1-4	Gás	4 x 55,0	-	8	100
Termobahia Ltda	Termobahia	1	Gás	190,0	1,50	4 ***	57,90
Termopernambuco S/A	Termopernambuco	1	Gás	637,5	3	5	81,57

* A UTE Uruguaiana, de propriedade da AES-Uruguaiana, foi considerada com restrição operativa, com sua geração máxima limitada a 515 MW até ago/2004 e 600 MW a partir de set/2004.

** A UTE Camaçari, de propriedade da CHESF, estará no período 2003-2004 fazendo a conversão do combustível de suas máquinas de óleo diesel para gás natural.

*** O agente informou IP = 21,50% de set/2003 a ago/2004, 8,50% de set/2004 a ago/2005, 20,50% de set/2005 a ago/2006 e 4% a partir de set/2006.

Obs.: Em azul (*itálico*) estão destacadas as alterações em relação a 1ª Revisão Quadrimestral (PMO de maio/2003).

USINAS TÉRMICAS EMERGENCIAIS

EMPRESA	USINA	UNID	TIPO	POTÊNCIA (MW) CONTRATADA	TIF (%)	IP (%)	FCMAX (%)
Aruanã Termoelétricas	Xavantes	1	Diesel	48,0	-	-	100
Bahia I	Bahia I	1	Diesel	30,6	-	-	100
Brasympe	Carapina	1	Diesel	40,0	-	-	100
	CIVIT	1	Diesel	20,0	-	-	100
	Jardim	1	Diesel	60,0	-	-	100
	Ponta de Ubu	1	Diesel	40,0	-	-	100
	Rio Largo	1	Diesel	168,0	-	-	100
	Tubarão	1	Diesel	40,0	-	-	100

continua

USINAS TÉRMICAS EMERGENCIAIS (continuação)

EMPRESA	USINA	UNID	TIPO	POTÊNCIA (MW) CONTRATADA	TIF (%)	IP (%)	FCMAX (%)
Breitener Energ. S.A.	Breitener	1	Diesel	153,75	-	-	100
CGE S.A.	Aquiraz	1	Diesel	14,4	-	-	100
	Cagece	1	Diesel	14,4	-	-	100
	Coluna	1	Diesel	9,1	-	-	100
	Maranguape	1	Diesel	11,2	-	-	100
	Pacajus	1	Diesel	9,1	-	-	100
	Paraipaba	1	Diesel	12,8	-	-	100
Cia Energ. Petrolina	Petrolina	1	Diesel	128,0	-	-	100
Cocal	Cocal	1	Bagaço	21,0	-	-	100
Cummins Brasil Ltda.	Sete Lagoas	1	Diesel	64,0	-	-	100
Destilaria J.B. Ltda	Destilaria J.B.	1	Bagaço/Óleo	18,0	-	-	100
Engebra	Daia	1	Óleo	44,08	-	-	100
Enguia Gen BA Ltda	Jaquarari	1	Diesel	100,4	-	-	100
Enguia Gen CE Ltda	Acarati	1	Diesel	11,45	-	-	100
	Baturité	1	Diesel	11,43	-	-	100
	Caucaia	1	Diesel	13,1	-	-	100
	Crato	1	Diesel	13,1	-	-	100
	Enguia Pecem	1	Diesel	13,1	-	-	100
	Iguatu	1	Diesel	13,1	-	-	100
	Juazeiro do Norte	1	Diesel	13,1	-	-	100
Enguia Gen PI Ltda	Altos	1	Diesel	13,0	-	-	100
	Campo Maior	1	Diesel	13,0	-	-	100
	Marambaia	1	Diesel	13,0	-	-	100
	Nazária	1	Diesel	13,1	-	-	100
Gebra	Carrapicho	1	Diesel	18,6	-	-	100
	Lagarto	1	Diesel	14,4	-	-	100
	Marituba	1	Diesel	15,5	-	-	100
	Peri Peri	1	Diesel	15,5	-	-	100
	Polo	1	Diesel	15,5	-	-	100
GRAMAME	GIASA	1	Bagaço/Óleo	18,0	-	-	100
Itaenga	Itaenga	1	Diesel	20,0	-	-	100
Nordeste Generation	Nordeste Gen	1-2	Óleo	2 x 23,55	-	-	100
		3	Óleo	23,39	-	-	100
		4-5	Óleo	2 x 36,53	-	-	100
Parnamirim Energia	Parnamirim	1	Diesel	93,0	-	-	100
PIE-RP Termoelétrica	PIE-RP	1	Biomassa	19,47	-	-	100
Termelétrica Potiguar	Termelétrica Potiguar	1	Diesel	48,0	-	-	100
TERMO GCS	Cabo	1	Diesel	4,92	-	-	100
	Ipojuca	1	Diesel	4,92	-	-	100
	Porto	1	Diesel	4,92	-	-	100
	Prazeres	1	Diesel	4,92	-	-	100
	Rio Formoso	1	Diesel	4,92	-	-	100
	Suape	1	Diesel	4,92	-	-	100
Termocabo	Termocabo	1	Gás	48,0	-	-	100
TRACTEBEL	Arjona 4 e 5	4-5	Gás	2 x 30,55	-	-	100

Obs.: Em azul (*itálico*) estão destacadas as alterações em relação a 1ª Revisão Quadrimestral (PMO de maio/2003).

Anexo III Manutenção Programada para 2003

AES-TIETÊ

USINA	TIPO	UNID	POT (MW)	DATA INÍCIO	DATA FIM	Nº DIAS
Água Vermelha	H	1	232,7	05/out	05/out	1
		1	232,7	03/nov	07/nov	5
		1	232,7	18/dez	18/dez	1
		2	232,7	05/out	07/nov	34
		3	232,7	05/out	05/out	1
		4	232,7	25/set	25/set	1
A. S. Lima	H	5	232,7	08/set	12/set	5
		6	232,7	08/set	12/set	5
		1	48,0	20/dez	20/dez	1
A. S. Oliveira	H	2	48,0	01/set	12/set	12
		1	16,0	26/nov	27/nov	2
Barra Bonita	H	2	16,0	06/out	17/out	12
		3	35,0	13/out	13/nov	32
Euclides da Cunha	H	1	27,2	15/set	16/set	2
		3	27,2	20/out	21/out	2
Ibitinga	H	2	43,8	11/set	11/set	1
		1	115,8	08/set	12/set	5
Nova Avanhandava	H	2	115,8	16/set	18/set	3
		1	88,0	28/set	07/nov	41
Promissão	H	2	88,0	28/set	29/set	2
		3	88,0	28/set	29/set	2
		3	88,0	28/set	29/set	2

CBA

USINA	TIPO	UNID	POT (MW)	DATA INÍCIO	DATA FIM	Nº DIAS
Piraju	H	1	40,0	01/set	10/set	10
		2	40,0	15/set	24/set	10

CELG

USINA	TIPO	UNID	POT (MW)	DATA INÍCIO	DATA FIM	Nº DIAS
Rochedo	H	1	4,0	06/out	15/out	10
São Domingos	H	1	6,0	01/nov	15/nov	15
		2	6,0	16/nov	30/nov	15

CEMIG

USINA	TIPO	UNID	POT (MW)	DATA INÍCIO	DATA FIM	Nº DIAS
Camargos	H	1	23,0	08/set	31/out	54
Emborcação	H	1	298,0	01/set	01/set	1
		2	298,0	09/set	07/out	29
		4	298,0	02/set	08/set	7
Funil-Grande	H	1	60,0	15/set	26/set	12
		2	60,0	09/out	19/out	11
		3	60,0	10/nov	21/nov	12
Guilman-Amorim	H	1	35,0	07/out	09/out	3
		3	35,0	08/set	03/out	26
Igarapava	H	4	42,0	13/out	13/nov	32
Itutinga	H	3	14,0	01/set	05/set	5
		1	136,0	27/out	01/nov	6
Miranda	H	2	136,0	03/nov	08/nov	6
		3	136,0	10/nov	14/nov	5
		1	170,0	06/out	10/out	5
Nova Ponte	H	1	170,0	06/out	10/out	5
Salto Grande	H	1	27,0	15/set	24/out	40
		2	27,0	15/set	24/out	40
São Simão	H	1	285,0	01/set	12/set	12
		2	285,0	15/set	26/set	12
		3	285,0	29/set	10/out	12
		5	285,0	14/out	31/out	18
		6	285,0	24/nov	19/dez	26
		3	66,0	01/set	30/out	60
Três Marias	H	1	95,0	22/set	27/set	6
		2	95,0	29/set	04/out	6
		3	95,0	06/out	11/out	6
		4	95,0	13/out	18/out	6
Volta Grande	H	1	95,0	22/set	27/set	6

CESP-Paraná

USINA	TIPO	UNID	POT (MW)	DATA INÍCIO	DATA FIM	Nº DIAS
Ilha Solteira	H	1	176,0	01/set	20/set	20
		2	176,0	22/set	31/dez	101
		10	170,0	01/set	25/nov	86
Jaguari	H	1	13,8	20/out	17/dez	59
Porto Primavera	H	2	110,0	01/set	27/set	27
		3	110,0	06/out	23/out	18
		4	110,0	01/dez	18/dez	18
		7	110,0	22/set	01/out	10
		12	110,0	27/out	25/nov	30
		14	110,0	01/set	23/set	23
Três Irmãos	H	1	161,5	01/out	28/nov	59

**CONSÓRCIO
GUAPORÉ**

USINA	TIPO	UNID	POT (MW)	DATA INÍCIO	DATA FIM	Nº DIAS
Guaporé	H	1	40,0	01/set	15/nov	76
		2	40,0	16/nov	31/dez	46

**CONSÓRCIO
PORTO ESTRELA**

USINA	TIPO	UNID	POT (MW)	DATA INÍCIO	DATA FIM	Nº DIAS
Porto Estrela	H	2	56,0	08/set	09/set	2

**CONSÓRCIO
USINA LAJEADO**

USINA	TIPO	UNID	POT (MW)	DATA INÍCIO	DATA FIM	Nº DIAS
Lajeado	H	4	180,5	01/set	30/set	30

CPFL

USINA	TIPO	UNID	POT (MW)	DATA INÍCIO	DATA FIM	Nº DIAS
Pinhal	H	1	3,4	01/set	05/set	5
		2	3,4	08/set	12/set	5

DUKE ENERGY

USINA	TIPO	UNID	POT (MW)	DATA INÍCIO	DATA FIM	Nº DIAS
A. A. Laydner	H	2	48,9	01/set	31/dez	122
Cativara	H	1	160,0	26/out	26/out	1
		2	160,0	26/out	26/out	1
		3	160,0	01/set	24/dez	115
		4	160,0	26/out	26/out	1
L. N. Garcez	H	3	18,0	01/set	23/dez	114
Rosana	H	2	93,0	06/out	22/out	17
Taquaruçu	H	1	110,8	03/nov	14/nov	12
		4	110,8	01/dez	03/dez	3
		5	110,8	01/set	30/set	30

EL PASO

USINA	TIPO	UNID	POT (MW)	DATA INÍCIO	DATA FIM	Nº DIAS
Macaé Merchant	G	1	45,8	01/set	01/set	1
		1	45,8	01/dez	02/dez	2
		2	45,0	01/dez	01/dez	1
		3	46,1	01/set	01/set	1
		3	46,1	01/out	01/out	1
		4	46,4	01/set	01/set	1
		4	46,4	01/out	01/out	1
		4	46,4	01/dez	02/dez	2
		5	46,7	01/dez	02/dez	2
		7	46,5	01/out	01/out	1
		8	45,9	01/out	01/out	1
		9	46,0	01/dez	02/dez	2
		10	45,5	01/set	02/set	2
		10	45,5	01/dez	01/dez	1
		11	45,5	01/out	02/out	2
		15	45,7	01/nov	01/nov	1
		16	47,1	01/set	02/set	2
		16	47,1	01/nov	01/nov	1
		17	46,1	01/nov	01/nov	1
		17	46,1	01/dez	02/dez	2
18	46,3	01/set	02/set	2		
19	47,3	01/set	01/set	1		
19	47,3	01/out	02/out	2		
20	47,3	01/set	02/set	2		

ELETRONUCLEAR

USINA	TIPO	UNID	POT (MW)	DATA INÍCIO	DATA FIM	Nº DIAS
Angra I	N	1	657,0	01/set	31/out	61

EMAE

USINA	TIPO	UNID	POT (MW)	DATA INÍCIO	DATA FIM	Nº DIAS
Henry Borden	H	3	65,0	01/set	30/nov	91
		5	65,0	01/set	30/nov	91
		7	65,0	01/set	30/nov	91
		8	65,0	01/set	30/nov	91
Piratininga 1 e 2	G	1	100,0	01/set	31/dez	122
		3	136,0	01/set	31/dez	122
Piratininga 3 e 4	O	4	136,0	01/set	31/dez	122
		1	5,5	01/set	25/out	55
Porto Góes	H	1	5,5	01/set	25/out	55
		1	11,0	17/nov	31/dez	45
Rasgão	H	1	11,0	01/set	15/dez	106
		2	11,0	01/set	15/dez	106

EPE

USINA	TIPO	UNID	POT (MW)	DATA INÍCIO	DATA FIM	Nº DIAS
Cuiabá	G	1	150,0	10/set	30/set	21
		2	150,0	25/set	10/out	16
		3	90,0	10/set	24/set	15
		3	180,0	25/set	30/set	6
		3	90,0	01/out	10/out	10

ESCELSA

USINA	TIPO	UNID	POT (MW)	DATA INÍCIO	DATA FIM	Nº DIAS
Mascarenhas	H	3	41,0	21/set	30/set	10
Rio Bonito	H	1	5,2	06/out	09/out	4
		3	4,1	13/out	16/out	4

FURNAS

USINA	TIPO	UNID	POT (MW)	DATA INÍCIO	DATA FIM	Nº DIAS
Estreito	H	1	184,0	01/set	30/set	30
		6	184,0	17/nov	26/nov	10
Funil	H	3	74,0	08/set	17/out	40
Furnas	H	8	164,0	01/set	03/out	33
Itumbiara	H	5	380,0	06/out	14/nov	40
Marimbondo	H	1	186,0	29/set	14/nov	47
M. de Moraes	H	6	51,0	22/set	28/set	7
		7	51,0	22/set	31/out	40
		8	51,0	01/set	18/nov	79
		9	54,0	01/set	31/out	61
		10	54,0	01/set	20/nov	81
Santa Cruz	O	1	84,0	01/set	20/set	20
		4	220,0	01/set	31/dez	122
Serra da Mesa	H	1	425,0	01/set	05/set	5
		2	425,0	15/set	29/set	15
		3	425,0	06/out	15/out	10

**ITIQUEIRA
ENERGÉTICA**

USINA	TIPO	UNID	POT (MW)	DATA INÍCIO	DATA FIM	Nº DIAS
Itiquira I	H	1	30,4	17/nov	01/dez	15
		2	30,4	15/set	29/set	15
Itiquira II	H	1	47,6	8/set	10/set	3
		2	47,6	6/out	8/out	3

LIGHT

USINA	TIPO	UNID	POT (MW)	DATA INÍCIO	DATA FIM	Nº DIAS
Fontes	H	A	44,0	05/set	19/set	15
		B	44,0	20/set	04/out	15
		C	44,0	06/out	20/out	15
Ilha dos Pombos	H	1	27,0	08/out	14/out	7
		2	27,0	17/out	23/out	7
		4	48,0	01/out	07/out	7
		5	49,0	24/out	30/out	7
		14	71,0	01/set	04/set	4

**PARAIBUNA
METAIS**

USINA	TIPO	UNID	POT (MW)	DATA INÍCIO	DATA FIM	Nº DIAS
Sobragi	H	1	20,0	21/out	21/out	1
		2	20,0	18/set	22/set	5
		2	20,0	07/out	07/out	1
		3	20,0	14/out	14/out	1

SFE

USINA	TIPO	UNID	POT (MW)	DATA INÍCIO	DATA FIM	Nº DIAS
Eletrobt	G	1	47,4	01/nov	03/nov	3
		2	47,4	01/nov	03/nov	3
		3	47,4	01/nov	03/nov	3
		4	47,4	01/dez	03/dez	3
		5	47,4	01/dez	03/dez	3
		6	47,4	01/dez	03/dez	3

TRACTEBEL

USINA	TIPO	UNID	POT (MW)	DATA INÍCIO	DATA FIM	Nº DIAS
Cana Brava	H	1	157,2	01/set	15/set	15
		2	157,2	20/out	03/nov	15

**UTE JUIZ
DE FORA**

USINA	TIPO	UNID	POT (MW)	DATA INÍCIO	DATA FIM	Nº DIAS
Juiz de Fora	G	1	43,5	01/set	01/set	1
		1	43,5	01/out	01/out	1
		1	43,5	01/nov	01/nov	1
		1	43,5	01/dez	01/dez	1
		2	43,5	02/set	02/set	1
		2	43,5	02/out	02/out	1
		2	43,5	02/nov	02/nov	1
		2	43,5	02/dez	02/dez	1

CEEE	USINA	TIPO	UNID	POT (MW)	DATA INÍCIO	DATA FIM	Nº DIAS
	Dona Francisca	H	1	62,5	21/out	04/nov	15
			2	62,5	06/out	20/out	15
Itaúba	H	1	125,0	05/nov	05/dez	31	

CGTEE	USINA	TIPO	UNID	POT (MW)	DATA INÍCIO	DATA FIM	Nº DIAS
	P. Médici	C	2	63,0	01/set	30/set	30
			3	160,0	01/out	31/out	31
			4	160,0	01/nov	30/nov	30
S. Jerônimo	C	2	5,0	01/set	31/dez	122	

COPEL	USINA	TIPO	UNID	POT (MW)	DATA INÍCIO	DATA FIM	Nº DIAS
	G. B. Munhoz	H	3	419,0	17/nov	24/nov	8
			4	419,0	29/set	06/out	8
G. P. Souza	H	1	65,0	07/out	09/out	3	
			2	65,0	14/out	16/out	3
			4	65,0	11/nov	12/nov	2
Guaricana	H	3	18,0	22/set	03/out	12	
			3	18,0	07/out	24/out	18
Segredo	H	1	315,0	01/dez	12/dez	12	
			2	315,0	13/out	06/nov	25

TRACTEBEL	USINA	TIPO	UNID	POT (MW)	DATA INÍCIO	DATA FIM	Nº DIAS
	Charqueadas	C	1	18,0	19/out	28/out	10
			4	18,0	16/nov	25/nov	10
Itá	H	3	290,0	06/out	10/out	5	
			4	290,0	17/nov	21/nov	5
J. Lacerda A	C	3	66,0	03/nov	12/nov	10	
			4	66,0	08/set	21/nov	75
Machadinho	H	1	380,0	01/dez	07/dez	7	
			3	380,0	01/set	30/set	30
Salto Osório	H	1	182,0	12/set	13/set	2	
			1	182,0	23/set	24/set	2
			2	182,0	12/set	14/set	3
			3	182,0	13/set	15/set	3
			4	182,0	14/set	16/set	3
			5	175,0	01/set	05/set	5
			5	175,0	15/set	17/set	3
			6	175,0	16/set	17/set	2
			6	175,0	13/out	06/nov	25

CHESF

USINA	TIPO	UNID	POT (MW)	DATA INÍCIO	DATA FIM	Nº DIAS
Funil	H	1	10,0	01/set	19/dez	110
Itaparica	H	1	250,0	07/out	16/out	10
		2	250,0	20/nov	31/dez	42
		3	250,0	18/out	27/out	10
		4	250,0	29/out	07/nov	10
		5	250,0	01/set	05/out	35
		6	250,0	09/nov	18/nov	10
Moxotó	H	1	100,0	01/set	02/out	32
		2	100,0	01/set	05/set	5
		3	100,0	08/set	13/set	6
		4	100,0	15/set	20/set	6
		4	100,0	10/nov	31/dez	52
P. Afonso II	H	2	70,0	24/nov	31/dez	38
P. Afonso III	H	4	200,0	02/set	11/set	10
P. Afonso IV	H	1	410,0	13/out	21/out	9
		2	410,0	12/set	21/set	10
		3	410,0	01/set	05/set	5
		4	410,0	22/set	30/set	9
		5	410,0	02/out	11/out	10
		6	410,0	23/out	31/out	9
Sobradinho	H	2	175,0	01/set	04/set	4
Xingó	H	1	500,0	09/set	18/set	10
		3	500,0	20/set	29/set	10
		4	500,0	01/out	10/out	10
		5	500,0	12/out	21/out	10
		6	500,0	23/out	01/nov	10

TERMOBAHIA

USINA	TIPO	UNID	POT (MW)	DATA INÍCIO	DATA FIM	Nº DIAS
Termobahia	G	1	190,0	01/dez	08/dez	8

CELPA

USINA	TIPO	UNID	POT (MW)	DATA INÍCIO	DATA FIM	Nº DIAS
Curuá-Una	H	2	10,0	03/set	18/out	46
		3	10,0	27/out	12/dez	47

ELETRONORTE

USINA	TIPO	UNID	POT (MW)	DATA INÍCIO	DATA FIM	Nº DIAS
Tucuruí	H	1	350,0	01/set	20/out	50
		6	350,0	13/out	04/nov	23
		9	350,0	01/set	15/set	15
		10	350,0	04/set	15/set	12

Potência Máxima Indisponível – MW

	SE/CO	Sul	Nordeste	Norte
Setembro	5.356	1.040	1.334	1.004
Outubro	5.375	992	1.232	674
Novembro	3.492	1.073	733	342
Dezembro	2.061	815	601	10

Anexo IV Classes Térmicas e Custos de Operação

CLASSE TÉRMICA	TIPO	REGIÃO	CUSTO DE OPERAÇÃO (R\$/MWh)				
			2003	2004	2005	2006	2007
ANGRA 2	NUCLEAR	SE	9,23				
CUIABA G CC	GAS	SE	10,23				
ANGRA 1	NUCLEAR	SE	10,5				
ARGENTINA I	GAS	S	46,18				
TERMOBAHIA	GAS	NE	50,61				
<u>SANTA CRUZ NOVA</u>	<u>GAS</u>	<u>SE</u>	<u>54,36</u>				
P.MEDICI A	CARVAO	S	60,29	78,08	95,86	113,65	113,65
P.MEDICI B	CARVAO	S	60,29	78,08	95,86	113,65	113,65
<u>NORTE FLUMINENSE</u>	<u>GAS</u>	<u>SE</u>	<u>61</u>				
ARAUCARIA	GAS	S	65,38				
ARGENTINA 2 ^A	GAS	S	65,6				
ARGENTINA 2B	GAS	S	65,6				
ARGENTINA 2C	GAS	S	65,6				
FAFEN	GAS	NE	71,26				
URUGUAIANA G	GAS	S	71,33	97,46	103,67	108,76	114,13
TERMOCEARA	GAS	NE	72,76				
J.LACERDA C	CARVAO	S	76,8				
IBIRITERMO	GAS	SE	77,46				
<u>TERMOPERNANBUCO</u>	<u>GAS</u>	<u>NE</u>	<u>82,35</u>				
ARGENTINA 2D	GAS	S	86,4				
ARGENTINA IB	GAS	S	86,4				
<u>FORTALEZA</u>	<u>GAS</u>	<u>NE</u>	<u>89,61</u>				
MACAÉ MERCHANT	GAS	SE	97,15				
J.LACERDA B	CARVAO	S	98,01				
ELETROBOLT	GAS	SE	100,4				
JUIZ DE FORA	GAS	SE	102				
CANOAS	GAS	S	110,48				
TRES LAGOAS	GAS	SE	110,48				
J.LACERDA A2	CARVAO	S	114,51				
NOVA PIRATININGA	GAS	SE	116,88				
CHARQUEADAS	CARVAO	S	122,39				
CAMACARI G	GAS	NE	126,18	126,14	126,1	126,06	126,06
J.LACERDA A1	CARVAO	S	138,75				
<i>PIE-RP</i>	<i>BIOMASSA</i>	<i>SE</i>	<i>142,02</i>				
WILLIAN ARJONA	GAS	SE	143,26				
<i>ARJONA 45</i>	<i>GAS</i>	<i>SE</i>	<i>144,17</i>				

CLASSE TÉRMICA	TIPO	REGIÃO	CUSTO DE OPERAÇÃO (R\$/MWh)				
			2003	2004	2005	2006	2007
SÃO JERÔNIMO	CARVAO	S	155,9	175,81	195,71	215,61	215,61
PIRATININGA 3 e 4	OLEO	SE	167,74				
FIGUEIRA	CARVAO	S	170,72	184,18	197,64	170,72	170,72
<i>COCAL</i>	<i>BAGACO</i>	<i>SE</i>	<i>182,6</i>				
R.SILVEIRA G	GAS	SE	201,01	201,09	201,18	201,26	201,26
SANTA CRUZ 12	OLEO	SE	201,37	201,43	201,48	201,53	201,53
SANTA CRUZ 34	OLEO	SE	201,37	201,43	201,48	201,53	201,53
IGARAPE	OLEO	SE	209,95	245,98	288,86	321,99	321,99
PIRATININGA 1 e 2	GAS	SE	219,51	264,47	366,31	445,51	445,51
<i>ITAENGA</i>	<i>DIESEL</i>	<i>NE</i>	<i>233,63</i>				
<i>TERMOCABO</i>	<i>GAS</i>	<i>NE</i>	<i>237,09</i>				
<i>BREITENER</i>	<i>DIESEL</i>	<i>NE</i>	<i>240,57</i>				
<i>BAHIA I</i>	<i>DIESEL</i>	<i>NE</i>	<i>254,68</i>				
<i>PETROLINA</i>	<i>DIESEL</i>	<i>NE</i>	<i>258,14</i>				
<i>NORDESTE GEN</i>	<i>OLEO</i>	<i>NE</i>	<i>312,33</i>				
<i>PRAZERES</i>	<i>DIESEL</i>	<i>NE</i>	<i>337,13</i>				
<i>RIO FORMOSO</i>	<i>DIESEL</i>	<i>NE</i>	<i>337,13</i>				
<i>CABO</i>	<i>DIESEL</i>	<i>NE</i>	<i>341,3</i>				
<i>IPOJUCA</i>	<i>DIESEL</i>	<i>NE</i>	<i>342,22</i>				
<i>PORTO</i>	<i>DIESEL</i>	<i>NE</i>	<i>342,22</i>				
<i>SUAPE</i>	<i>DIESEL</i>	<i>NE</i>	<i>342,22</i>				
<i>TERM. POTIGUAR</i>	<i>DIESEL</i>	<i>NE</i>	<i>390,19</i>				
<i>GIASA</i>	<i>BAGACO</i>	<i>NE</i>	<i>402,66</i>				
<i>DESTILARIA J.B.</i>	<i>BAGACO</i>	<i>NE</i>	<i>402,9</i>				
CARIOBA	OLEO	SE	403,13	485,74	568,34	627,12	627,12
<i>ALTOS</i>	<i>DIESEL</i>	<i>NE</i>	<i>413,89</i>				
<i>MARAMBAIA</i>	<i>DIESEL</i>	<i>NE</i>	<i>413,89</i>				
<i>NAZÁRIA</i>	<i>DIESEL</i>	<i>NE</i>	<i>413,89</i>				
<i>CAMPO MAIOR</i>	<i>DIESEL</i>	<i>NE</i>	<i>419,86</i>				
<i>R LARGO BRASYMPE</i>	<i>DIESEL</i>	<i>NE</i>	<i>427,63</i>				
<i>MARITUBA</i>	<i>DIESEL</i>	<i>NE</i>	<i>430,71</i>				
<i>PERI PERI</i>	<i>DIESEL</i>	<i>NE</i>	<i>430,71</i>				
<i>POLO</i>	<i>DIESEL</i>	<i>NE</i>	<i>430,71</i>				
<i>PARNAMIRIM</i>	<i>DIESEL</i>	<i>NE</i>	<i>432,23</i>				
<i>JAGUARARI</i>	<i>DIESEL</i>	<i>NE</i>	<i>432,32</i>				
<i>JARDIM BRASYMPE</i>	<i>DIESEL</i>	<i>NE</i>	<i>434,02</i>				
<i>CARRAPICHO</i>	<i>DIESEL</i>	<i>NE</i>	<i>438,14</i>				
<i>XAVANTES</i>	<i>DIESEL</i>	<i>SE</i>	<i>440,78</i>				
<i>LAGARTO</i>	<i>DIESEL</i>	<i>NE</i>	<i>448,84</i>				

CLASSE TÉRMICA	TIPO	REGIÃO	CUSTO DE OPERAÇÃO (R\$/MWh)				
			2003	2004	2005	2006	2007
<i>TUBARÃO</i>	<i>DIESEL</i>	<i>SE</i>	<i>449,55</i>				
<i>PONTA DE UBU</i>	<i>DIESEL</i>	<i>SE</i>	<i>449,58</i>				
ALEGRETE	OLEO	S	452,13				
<i>ENGUIA PECEM</i>	<i>DIESEL</i>	<i>NE</i>	<i>455,66</i>				
<i>BATURITÉ</i>	<i>DIESEL</i>	<i>NE</i>	<i>457,56</i>				
<i>COLUNA</i>	<i>DIESEL</i>	<i>NE</i>	<i>458,08</i>				
<i>PARAIPABA</i>	<i>DIESEL</i>	<i>NE</i>	<i>458,31</i>				
<i>CARAPINA BRA</i>	<i>DIESEL</i>	<i>SE</i>	<i>460,71</i>				
<i>CIVIT BRASYMPE</i>	<i>DIESEL</i>	<i>SE</i>	<i>460,71</i>				
<i>CAUCAIA</i>	<i>DIESEL</i>	<i>NE</i>	<i>461,09</i>				
<i>DAIA</i>	<i>OLEO</i>	<i>SE</i>	<i>461,76</i>				
<i>AQUIRAZ</i>	<i>DIESEL</i>	<i>NE</i>	<i>461,77</i>				
<i>CAGECE</i>	<i>DIESEL</i>	<i>NE</i>	<i>461,77</i>				
<i>MARANGUAPE</i>	<i>DIESEL</i>	<i>NE</i>	<i>461,77</i>				
<i>ARACATI</i>	<i>DIESEL</i>	<i>NE</i>	<i>462,82</i>				
<i>PACAJUS</i>	<i>DIESEL</i>	<i>NE</i>	<i>464,83</i>				
COXIM	DIESEL	SE	465,2	477,77	490,35	452,31	452,31
<i>CRATO</i>	<i>DIESEL</i>	<i>NE</i>	<i>466,45</i>				
<i>JUAZEIRO DO NORTE</i>	<i>DIESEL</i>	<i>NE</i>	<i>466,45</i>				
<i>SETE LAGOAS</i>	<i>DIESEL</i>	<i>SE</i>	<i>470,06</i>				
<i>IGUATU</i>	<i>DIESEL</i>	<i>NE</i>	<i>474,02</i>				
NUTEPA	OLEO	S	566,35	571,64	576,94	564,96	564,96
CORUMBA	DIESEL	SE	626,46	643,39	660,32	609,21	609,21
UTE BRASILIA	OLEO	SE	878,03	886,57	895,1	827,76	827,76
TERMORIO	GAS	SE	*				

(*) Não declarado pelo Agente. Nas simulações foi utilizado o valor 35,91 R\$/MWh, informado pela ELETROBRÁS para S/SE, em 21/03/2000 para revisão da CCC/2000.

As térmicas destacadas em *vermelho itálico* correspondem às usinas emergenciais.

Usinas sublinhadas representam usinas não existentes.

Anexo V Disponibilidade de Itaipu

POTÊNCIA CONTRATADA PARA O SIN (MW)					
	2003	2004	2005	2006	2007
JAN		9.983	11.300	11.267	11.232
FEV		9.967	11.283	11.249	11.214
MAR		9.964	11.280	11.246	11.210
ABR		10.000	11.317	11.284	11.250
MAI		10.797	11.445	11.418	11.389
JUN		10.753	11.399	11.370	11.339
JUL		10.724	11.370	11.339	11.307
AGO		11.385	11.355	11.324	11.292
SET	10.387	11.362	11.331	11.298	11.265
OUT	10.387	11.345	11.314	11.281	11.247
NOV	10.387	11.359	11.328	11.296	11.262
DEZ	10.387	11.313	11.280	11.246	11.210

ENERGIA VINCULADA À POTÊNCIA CONTRATADA (MWmed)					
	2003	2004	2005	2006	2007
JAN		7.941	7.986	7.963	7.938
FEV		7.929	7.974	7.950	7.925
MAR		7.926	7.972	7.948	7.923
ABR		7.955	7.999	7.976	7.951
MAI		8.082	8.089	8.069	8.048
JUN		8.049	8.057	8.035	8.014
JUL		8.027	8.036	8.014	7.991
AGO		8.046	8.025	8.003	7.981
SET	8.263	8.030	8.008	7.985	7.962
OUT	8.263	8.018	7.995	7.972	7.948
NOV	8.263	8.028	8.006	7.983	7.960
DEZ	8.263	7.995	7.972	7.948	7.923

Os suprimentos de potência e de energia da Itaipu Binacional para a ANDE e os montantes de consumo próprio podem ser encontrados no Anexo VIII – Carga Própria de Energia e Demanda.

Anexo VI Sistema de Transmissão – Principais Obras

Interligação Sul / Sudeste

Compensação shunt Blumenau 230 kV – 2 x 125 MVar	a partir de mai/2004
Compensação shunt Palhoça 230 kV – 50 MVar	a partir de mai/2004
1º ATR de Assis 500/440kV - 2x750MVA	a partir de jan/2005
2º ATR de Campinas 500/345kV - 560MVA	a partir de jan/2005
2º ATR de Cascavel do Oeste 525/230kV - 600MVA	a partir de jan/2005
LT 500kV Cascavel do Oeste - Ivaiporã	a partir de jan/2005
LT 500kV Londrina/Assis/Araraquara 4x795	a partir de jan/2005
LT 500kV Machadinho - Campos Novos C2	a partir de jan/2005
LT 500kV Salto Santiago - Ivaiporã C2	a partir de jan/2005
LT 500kV Tijuco Preto - Cachoeira Paulista II	a partir de jan/2005
LT 230kV Uruguaina/ Maçambará/ S. Angelo/ S. Rosa	a partir de jan/2005
3º ATR de Ivaiporã 765/525kV - 1650MVA	a partir de jan/2005
LT 500kV Ivaiporã/Londrina 525kV C2	a partir de jan/2006

Interligação Norte / Nordeste

Conclusão da conversão 500 kV dos circ 230 kV entre MIL - BAN - FTZ	a partir de out/2003
4 unidades geradoras em Tucuruí II (total 16 unidades em Tucuruí)	a partir de mar/2004
2 unidades geradoras em Tucuruí II (total 18 unidades em Tucuruí)	a partir de mai/2004
4º circuito Tucuruí - Marabá - Açailândia 500 kV	a partir de jan/2005
CE S.Luis II 230kV (-70/150 MVAR)	a partir de jan/2005
3 unidades geradoras em Tucuruí II (total 21 unidades em Tucuruí)	a partir de jan/2005
Compensação série 70% na LT 500 kV Boa Esperança - São João do Piauí	a partir de jan/2005
Compensação série 70% na LT 500 kV São João do Piauí - Sobradinho	a partir de jan/2005
LT Cmaçari / Sapeaçu 500 kV	a partir de jan/2005
LT 500kV Teresina - Sobral - Fortaleza C2	a partir de jan/2005
1º ATR de Sobral 500/230kV - 600MVA	a partir de jan/2006
2 unidades geradoras em Tucuruí II (total 23 unidades em Tucuruí)	a partir de jan/2006

Interligação Norte / Sul

1º Etapa da Norte - Sul II (LT 500kV Serra da Mesa - Miracema - circuito 2)	a partir de out/2003
2º Etapa da Norte/Sul II (LT 500kV Miracema/Imperatriz - circuito 2)	a partir de mar/2004

Limites Elétricos para Intercâmbio de Energia – 2003-2007 (MWmed)

PERÍODO		SE => Imperatriz	Imperatriz => SE	Export. SE => NNE	Export. NE	Receb. NE	NE => Imperatriz	Imperatriz => NE	SE => NE	NE => SE	Imperatriz => N	Export. Norte+ Ger. Lajeado	Receb. Sul	Export. Sul	Receb. SE	
set/03	P	1200	1200	1700	0	2000	0	1300	800	0	900	2000	2000	3500	7000	
	M			1700		2000		1300			800		800		2300	7300
	L			1400		1900		1200			1000		3200		6600	
out/03	P	1200	1200	1700	500	2100	400	1400	800	300	(1)	2000 (2)	2000	3500	7000	
	M			1700	500	2100	500	1500		2300			7300			
	L			1400	800	2000	600	1400		3200			6600			
nov/03	P	1200	1200	1700	500	2100	400	1400	800	300	(1)	2000 (2)	2000	3500	7000	
	M			1700	500	2100	500	1500		2300			7300			
	L			1400	800	2000	600	1400		3200			6600			
dez/03 a fev/04	P	1200	1200	1700	500	2100	400	1400	800	300	(1)	2000 (2)	2000	3500	5300	
	M			1700	500	2100	500	1500		2300			1000		5300	
	L			1400	800	2000	600	1400		3200			3500		4600	
mar/04 a abr/04	P	2100	2400	2800	500	2200	400	1500	800	300	(1)	2600	2000	3500	6300	
	M			500	2200	500	1500	2300		1000		6300				
	L			800	2000	600	1400	3200		3500		5800				
mai/04	P	2100	2400	2800	500	2200	400	1500	800	300	(1)	3300	2000	3900	6300	
	M			500	2200	500	1500	2300		2300		3900	6300			
	L			800	2000	600	1400	3200		3900		5800				
jun/04 a dez/04	P	2100	2400	2800	500	2200	400	1500	800	300	(1)	3300	2000	3900	7000	
	M			500	2200	500	1500	2300		2300		3900	7300			
	L			800	2000	600	1400	3200		3900		6600				
jan/05 a abr/05	P	2100	2400	2800	500	2300	400	1800	800	300	(1)	4400	2000	3900	7000	
	M			500	2300	500	1850	2300		2300		3900	7300			
	L			800	2000	600	1800	3200		3900		6600				
mai/05 a dez/05	P	2100	2400	2800	500	2300	400	1800	800	300	(1)	4400	4900	5400	9700	
	M			500	2300	500	1850	2300		4400		4400	5400	9500		
	L			800	2000	600	1800	3200		3000		5400	8800			
jan/06 a dez/07	P	2100	2400	2800	500	2300	400	1900	800	300	(1)	4400	5200	5400	10100	
	M			500	2300	500	1900	2300		4700		5400	9800			
	L			800	2000	600	1800	3200		3100		5400	9500			

(1) - A partir de outubro/2003, recebimento do Norte limitado a 50% da carga própria do Subsistema.

(2) - No período de outubro/2003 a fevereiro/2004, a exportação do Norte não é influenciada pela geração de Lajeado.

Anexo VIII Carga Própria de Energia e Demanda

Carga própria de energia (MWmed) – Cenário de Mercado Referência

SUBSISTEMA SUDESTE / CENTRO-OESTE *

Mês	2003	2004	2005	2006	2007
Jan	25696	26115	27473	28984	30636
Fev	27512	26883	28281	29836	31537
Mar	26395	27361	28784	30367	32098
Abr	26255	27243	28659	30236	31959
Mai	25364	27024	28429	29993	31702
Jun	25329	26965	28367	29928	31633
Jul	25327	27082	28490	30057	31771
Ago	25770	27510	28941	30533	32273
Set	26075	27646	29084	30683	32432
Out	26533	28132	29595	31223	33003
Nov	26289	27874	29323	30936	32699
Dez	25765	27318	28738	30319	32047
Média	260145	27263	28680	30258	31983

SUBSISTEMA SUL

2003	2004	2005	2006	2007	Mês
7032	7211	7614	8010	8411	Jan
7361	7340	7751	8154	8561	Fev
7078	7479	7898	8309	8724	Mar
6790	7277	7685	8084	8489	Abr
6593	7157	7558	7951	8348	Mai
6575	7134	7533	7925	8321	Jun
6659	7111	7510	7900	8295	Jul
6647	7143	7542	7935	8331	Ago
6689	7082	7478	7867	8261	Set
6750	7146	7546	7938	8335	Out
6860	7263	7670	8068	8472	Nov
7014	7425	7841	8249	8661	Dez
6834	7231	7636	8033	8434	Média

SUBSISTEMA NORDESTE **

Mês	2003	2004	2005	2006	2007
Jan	6152	6069	6439	6928	7316
Fev	5959	6143	6517	7013	7406
Mar	5833	6223	6602	7104	7502
Abr	5988	6148	6523	7019	7412
Mai	5920	6101	6473	6965	7355
Jun	5735	6023	6391	6876	7261
Jul	5784	6086	6457	6947	7337
Ago	5952	6183	6561	7059	7454
Set	6080	6348	6735	7247	7652
Out	6246	6521	6919	7445	7862
Nov	6341	6620	7024	7558	7981
Dez	6351	6631	7036	7570	7994
Média	6029	6258	6640	7144	7544

SUBSISTEMA NORTE

2003	2004	2005	2006	2007	Mês
2611	2868	3057	3249	3649	Jan
2683	2905	3097	3292	3697	Fev
2713	2921	3114	3310	3717	Mar
2774	2938	3131	3329	3738	Abr
2847	2973	3169	3369	3784	Mai
2863	2990	3187	3388	3805	Jun
2746	3009	3207	3409	3829	Jul
2636	3045	3246	3451	3875	Ago
2650	3066	3269	3475	3902	Set
2896	3062	3265	3470	3897	Out
2876	3042	3243	3447	3871	Nov
2849	3013	3211	3414	3834	Dez
2762	2986	3183	3384	3800	Média

PARCELA REFERENTE À ANDE

Mês	2003	2004	2005	2006	2007
Jan	318	640	591	614	639
Fev	318	652	603	627	652
Mar	318	655	605	629	654
Abr	318	626	578	601	626
Mai	318	497	488	508	529
Jun	318	530	520	542	563
Jul	318	552	541	563	586
Ago	318	531	552	574	596
Set	318	547	569	592	615
Out	318	559	582	605	629
Nov	318	549	571	594	617
Dez	318	582	605	629	654
Média	318	577	567	590	613

PARCELA REFERENTE AO CONSUMO DE ITAIPU

2003	2004	2005	2006	2007	Mês
31	31	31	31	31	Jan-Dez

PARCELA REFERENTE AO BOMBEAMENTO EMAE

2003	2004	2005	2006	2007	Mês
6	6	6	6	6	Jan-Dez

PARCELA REFERENTE AO BOMBEAMENTO LIGHT

2003	2004	2005	2006	2007	Mês
102	102	102	102	102	Jan-Mar
76	76	76	76	76	Abr-Dez
83	83	83	83	83	Média

PARCELA REFERENTE À IRRIGAÇÃO DO NE

	m ³ /s			MWmed
	Sobradinho	Itaparica	Xingó	
2003	103,2	95,1	4,4	528
2004	105,5	97,2	4,5	540
2005	107,8	99,3	4,6	551
2006	110,0	101,4	4,7	563
2007	112,3	103,4	4,8	574

* Não inclui Ande+Bomb -- Não inclui irrigação no Nordeste. Os valores de Janeiro a Julho de 2003 correspondem aos valores verificados, com exceção das parcelas referentes à ANDE + BOMB e Irrigação. Para Agosto de 2003, foram utilizados os valores previstos para o PMO. Os demais valores baseiam-se na 2ª Revisão Quadrimestral de 2003.

Carga própria de demanda (MW) – Cenário de Mercado Referência

SUBSISTEMA SUDESTE/ CENTRO OESTE*						SUBSISTEMA SUL					
Mês	2003	2004	2005	2006	2007	2003	2004	2005	2006	2007	Mês
Jan	31490	32392	34304	36430	38762	9266	9738	10313	10880	11456	Jan
Fev	33015	33876	35875	38099	40538	9959	10112	10708	11297	11896	Fev
Mar	33397	35007	37072	39370	41890	9930	10748	11382	12008	12645	Mar
Abr	34511	35942	38063	40423	43010	10169	10912	11556	12192	12838	Abr
Mai	34451	35600	37700	40050	42700	10285	10804	11441	12071	12710	Mai
Jun	34224	36022	38147	40512	43105	10094	10817	11455	12085	12725	Jun
Jul	33988	36092	38222	40591	43189	9983	10638	11266	11886	12515	Jul
Ago	34254	36192	38327	40703	43308	10185	10843	11483	12115	12757	Ago
Set	34515	36241	38379	40758	43367	9951	10594	11219	11836	12464	Set
Out	33796	35708	37815	40159	42729	9798	10431	11047	11654	12272	Out
Nov	32198	34020	36028	38261	40710	9788	10420	11035	11642	12259	Nov
Dez	32494	34332	36358	38612	41083	9708	10336	10946	11548	12160	Dez
Máx	34515	36241	38379	40758	43367	10285	10912	11556	12192	12838	Máx

SUBSISTEMA NORDESTE**						SUBSISTEMA NORTE					
Mês	2003	2004	2005	2006	2007	2003	2004	2005	2006	2007	Mês
Jan	7518	7666	8187	8867	9425	2960	3310	3550	3750	4150	Jan
Fev	7138	7640	8160	8837	9394	3079	3353	3574	3800	4218	Fev
Mar	7340	7795	8325	9016	9584	3085	3376	3598	3825	4246	Mar
Abr	7490	7806	8337	9029	9598	3118	3422	3648	3878	4305	Abr
Mai	7612	7708	8232	8916	9477	3205	3400	3600	3800	4250	Mai
Jun	7451	7787	8316	9007	9574	3209	3456	3685	3917	4348	Jun
Jul	7178	7595	8111	8785	9338	3189	3382	3605	3833	4254	Jul
Ago	7444	7778	8307	8997	9564	3100	3505	3736	3971	4408	Ago
Set	7627	7970	8512	9218	9799	3279	3482	3712	3946	4380	Set
Out	7741	8090	8640	9357	9946	3275	3478	3707	3941	4375	Out
Nov	7764	8114	8665	9384	9976	3293	3497	3728	3963	4399	Nov
Dez	7879	8234	8793	9523	10123	3300	3490	3710	3950	4380	Dez
Máx	7879	8234	8793	9523	10123	3300	3505	3736	3971	4408	Máx

*PARCELA REFERENTE À ANDE					
Mês	2003	2004	2005	2006	2007
Jan	400	804	836	869	904
Fev	400	820	853	887	922
Mar	400	823	856	890	926
Abr	400	787	819	852	886
Mai	400	664	691	718	747
Jun	400	708	737	766	797
Jul	400	737	766	797	829
Ago	400	751	781	812	844
Set	400	774	805	838	871
Out	400	791	822	855	889
Nov	400	777	808	840	874
Dez	400	823	856	890	926
Máx	400	823	856	890	926

*PARCELA REFERENTE AO CONSUMO DE ITAIPU					
2003	2004	2005	2006	2007	Mês
34	34	34	34	34	Jan a Dez

* Não inclui Ande+Bomb

** Não inclui irrigação no Nordeste.

Os valores destacados em vermelho indicam o mês em que ocorreu o máximo.

Carga própria de energia (MWmed) – Cenário de Mercado Alto

SUBSISTEMA SUDESTE / CENTRO-OESTE *

Mês	2003	2004	2005	2006	2007
Jan	25696	26613	28476	30612	32948
Fev	27512	27396	29314	31512	33917
Mar	26395	27883	29835	32073	34520
Abr	26255	27763	29706	31934	34371
Mai	25364	27540	29467	31677	34095
Jun	25329	27480	29403	31609	34021
Jul	25327	27599	29531	31746	34168
Ago	25770	28035	29998	32248	34708
Set	26075	28174	30146	32407	34880
Out	26533	28669	30676	32977	35493
Nov	26289	28406	30394	32673	35167
Dez	25765	27839	29788	32022	34465
Média	26014	27783	29728	31957	34396

SUBSISTEMA SUL

2003	2004	2005	2006	2007	Mês
7032	7405	7909	8446	9023	Jan
7361	7537	8050	8597	9184	Fev
7078	7681	8203	8761	9359	Mar
6790	7474	7982	8524	9106	Abr
6593	7350	7850	8383	8955	Mai
6575	7326	7824	8356	8926	Jun
6659	7303	7800	8330	8899	Jul
6647	7335	7834	8367	8937	Ago
6689	7273	7767	8296	8862	Set
6750	7339	7838	8371	8942	Out
6860	7459	7966	8508	9088	Nov
7014	7626	8144	8698	9291	Dez
6834	7426	7930	8470	9048	Média

SUBSISTEMA NORDESTE **

Mês	2003	2004	2005	2006	2007
Jan	6152	6270	6686	7282	7801
Fev	5959	6346	6767	7371	7896
Mar	5833	6429	6855	7467	7999
Abr	5988	6352	6773	7377	7903
Mai	5920	6303	6721	7320	7842
Jun	5735	6223	6635	7227	7743
Jul	5784	6287	6704	7302	7823
Ago	5952	6388	6812	7420	7949
Set	6080	6558	6993	7617	8160
Out	6246	6737	7184	7825	8383
Nov	6341	6839	7293	7943	8510
Dez	6351	6851	7305	7957	8524
Média	6029	6465	6894	7509	8044

SUBSISTEMA NORTE

2003	2004	2005	2006	2007	Mês
2611	2897	3105	3304	3710	Jan
2683	2935	3146	3347	3759	Fev
2713	2951	3163	3366	3780	Mar
2774	2967	3181	3385	3801	Abr
2847	3003	3220	3426	3847	Mai
2863	3020	3238	3445	3869	Jun
2746	3039	3258	3467	3893	Jul
2636	3076	3298	3509	3940	Ago
2650	3097	3320	3533	3967	Set
2896	3094	3316	3529	3963	Out
2876	3073	3294	3505	3936	Nov
2849	3043	3262	3471	3898	Dez
2762	3016	3233	3440	3864	Média

* Não inclui Ande+Bomb.

** Não inclui a parcela referente à irrigação.

Carga própria de demanda (MW) – Cenário de Mercado Alto

SUBSISTEMA SUDESTE/ CENTRO OESTE*						SUBSISTEMA SUL					
Mês	2003	2004	2005	2006	2007	2003	2004	2005	2006	2007	Mês
Jan	31490	33019	35099	37346	39736	9266	9811	10430	11097	11807	Jan
Fev	33015	34532	36707	39057	41556	9959	10188	10830	11523	12261	Fev
Mar	33397	35684	37932	40360	42943	9930	10829	11512	12248	13032	Mar
Abr	34511	36638	38946	41439	44091	10169	10995	11687	12435	13231	Abr
Mai	34451	36289	38575	41056	43773	10285	10885	11571	12312	13100	Mai
Jun	34224	36719	39032	41530	44188	10094	10898	11585	12326	13115	Jun
Jul	33988	36791	39108	41611	44274	9983	10718	11394	12123	12899	Jul
Ago	34254	36892	39216	41726	44397	10185	10925	11613	12357	13148	Ago
Set	34515	36942	39269	41783	44457	9951	10674	11347	12073	12845	Set
Out	33796	36399	38692	41168	43803	9798	10510	11172	11887	12648	Out
Nov	32198	34679	36863	39223	41733	9788	10499	11160	11874	12634	Nov
Dez	32494	34997	37201	39582	42115	9708	10414	11070	11778	12532	Dez
Máx	34515	36942	39269	41783	44457	10285	10995	11687	12435	13231	Máx

SUBSISTEMA NORDESTE**						SUBSISTEMA NORTE					
Mês	2003	2004	2005	2006	2007	2003	2004	2005	2006	2007	Mês
Jan	7518	7864	8438	9172	9980	2960	3344	3610	3932	4230	Jan
Fev	7138	7920	8495	9250	10050	3079	3388	3635	3984	4299	Fev
Mar	7340	8150	8770	9490	10330	3085	3411	3660	4011	4328	Mar
Abr	7490	8190	8787	9551	10390	3118	3458	3710	4066	4388	Abr
Mai	7612	8099	8689	9444	10275	3205	3435	3661	3985	4332	Mai
Jun	7451	7988	8571	9317	10137	3209	3492	3747	4107	4431	Jun
Jul	7178	7940	8519	9260	10073	3189	3417	3667	4019	4336	Jul
Ago	7444	8088	8678	9432	10261	3100	3541	3799	4164	4493	Ago
Set	7627	8244	8845	9614	10459	3279	3518	3775	4137	4464	Set
Out	7741	8388	8999	9782	10642	3275	3514	3770	4132	4459	Out
Nov	7764	8391	8999	9786	10646	3293	3533	3791	4155	4483	Nov
Dez	7879	8447	9063	9852	10719	3300	3526	3773	4142	4464	Dez
Máx	7879	8447	9063	9852	10719	3300	3541	3799	4164	4493	Máx

* Não inclui Ande+Bomb.

** Não inclui irrigação no Nordeste.

Os valores destacados em vermelho indicam o mês em que ocorreu o máximo.

Anexo IX Restrições Operativas

Subsistema Sudeste/ Centro-Oeste

ATLÂNTICO LESTE

UHE Jaguari Defluência Mínima de 10 m³/s (Portaria DNAEE 22/77)

GRANDE

UHE Funil-Grande Defluência Mínima de 70 m³/s (preservar a ictiofauna)

UHE Igarapava Defluência Mínima de 263 m³/s (preservar a ictiofauna)

UHE Jaguará Defluência Mínima de 255 m³/s (preservar a ictiofauna)

UHE Volta Grande Defluência Mínima de 275 m³/s (preservar a ictiofauna)

PARAGUAI

UHE Manso Defluência Mínima de 95 m³/s (Captação)

PARAÍBA DO SUL

UHE Fontes-Lajes Defluência Mínima de 6 m³/s (CEDAE)

PARANÁ

UHE Porto Primavera Defluência Mínima de 4600 m³/s (preservar a ictiofauna)

TIETÊ

UHE Promissão Defluência Mínima de 160 m³/s (Razões Ecológicas)

TOCANTINS

UHE Cana Brava Defluência Mínima de 150 m³/s (preservar a ictiofauna)

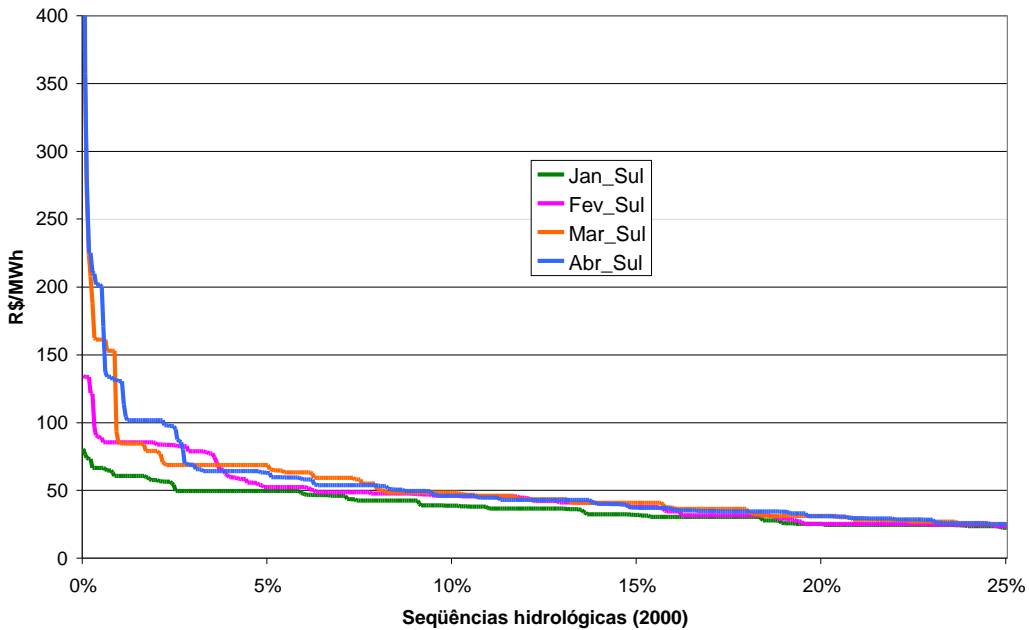
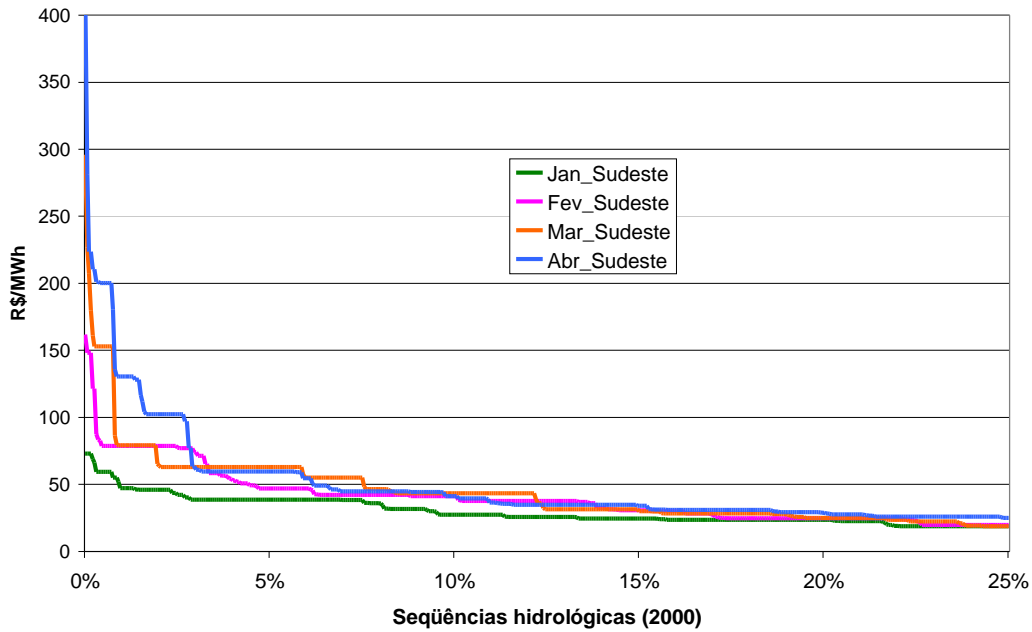
UHE Lajeado Defluência Mínima de 255 m³/s e 500 m³/s (Meio Ambiente/Navegação)

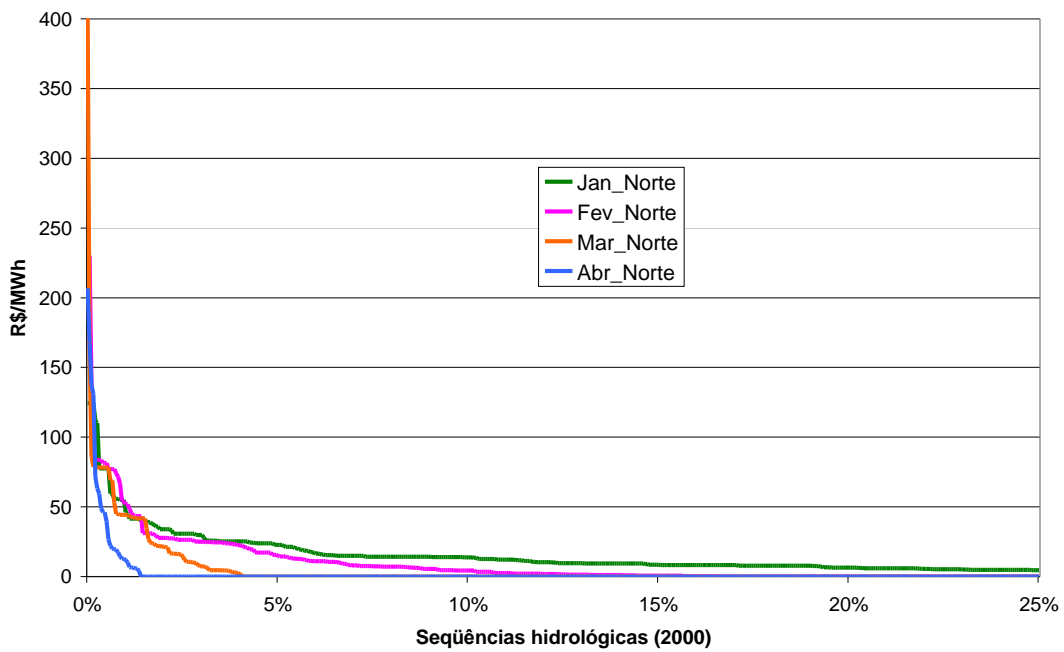
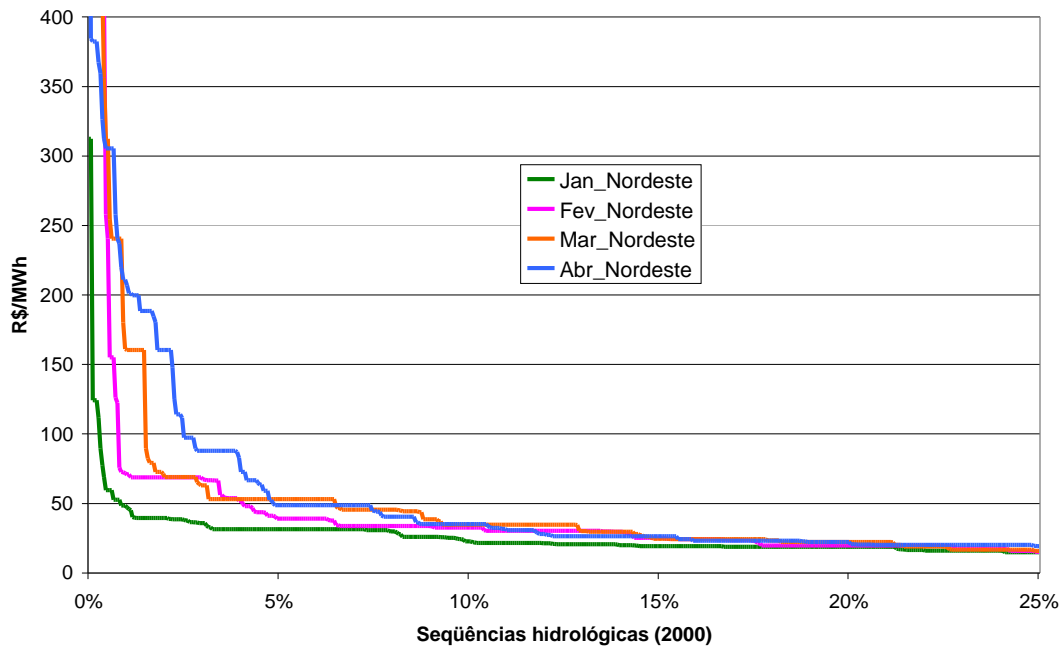
Subsistema Sul

URUGUAI

UHE Machadinho Defluência Mínima de 290 m³/s (preservar a ictiofauna)

Anexo X Custos Marginais de Operação no período janeiro/2004 a abril/2004





Lista de figuras, quadros e tabelas

Figuras	
Figura 1 Evolução da Potência Instalada (em MW)	22
Figura 2 – Percentual de Crescimento do PIB x Mercado SIN – Cenário de Mercado Referência	25
Figura 3 – Percentual de Crescimento do PIB x Mercado SIN – Cenário de Mercado Alto	25
Figura 4 Principais interligações	32
Figura 5 Permanência de Séries Sintéticas com Déficit – Nordeste 2004 – Cenário de Mercado de Referência	40
Figura 6 Permanência de Séries Sintéticas com Déficit – Nordeste 2006 – Cenário de Mercado de Referência	41
Figura 7 Permanência de Séries Sintéticas com Déficit – Nordeste 2007 – Cenário de Mercado de Referência	41
Figura 8 Comparação dos Custos marginais médios anuais (R\$/MWh) – para o período – Estrutural - Cenário de Mercado Referência – 2ª x 1ª Rev. Quadrimestral	44
Figura 9 Distribuição de CMO SE/CO (R\$/MWh) – Estrutural	45
Figura 10 Distribuição de CMO Sul (R\$/MWh) – Estrutural	45
Figura 11 Distribuição de CMO Nordeste (R\$/MWh) – Estrutural	46
Figura 12 Distribuição de CMO Norte (R\$/MWh) – Estrutural	46
Figura 13 Curva de Permanência da Energia Armazenada – Sudeste/Centro-Oeste (NOV/2003) – 2ªRev. X 1ªRev.	53
Figura 14 Curva de Permanência da Energia Armazenada – Sul (NOV/2003) – 2ªRev. X 1ªRev.	54
Figura 15 Curva de Permanência da Energia Armazenada – Nordeste 2003 (NOV/2003) – 2ªRev. X 1ªRev.	54
Figura 16 Curva de Permanência da Energia Armazenada – Norte 2003 (NOV/2003) – 2ªRev. X 1ªRev.	55
Figura 17 Permanência de Intercâmbio na Interligação Sudeste-Sul - 2003	56
Figura 18 Permanência de Intercâmbio na Interligação Sudeste-Imperatriz - 2003	57
Figura 19 Permanência de Intercâmbio na Interligação Norte-Imperatriz - 2003	58
Figura 20 Permanência de Intercâmbio na Interligação com o Nordeste - 2003	59
Figura 21 Fluxo nas Interligações do SIN – 2003	59

Figura 22	Balanco de Demanda Instantanea – S/SE-CO – Setembro a Dezembro/2003	61
Figura 23	Balanco de Demanda Instantanea – N/NE – Setembro a Dezembro/2003	62
Figura 24	Permanencia de series sinteticas com deficit – Sudeste 2007 – Cenário de Mercado Alto	68
Figura 25	Permanencia de series sinteticas com deficit – Sul 2007 – Cenário de Mercado Alto	68
Figura 26	Permanencia de series sinteticas com deficit – Nordeste 2004 – Cenário de Mercado Alto	69
Figura 27	Permanencia de series sinteticas com deficit – Nordeste 2005 – Cenário de Mercado Alto	69
Figura 28	Permanencia de series sinteticas com deficit – Nordeste 2006 – Cenário de Mercado Alto	70
Figura 29	Permanencia de series sinteticas com deficit – Nordeste 2007 – Cenário de Mercado Alto	70
Figura 30	Permanencia de series sinteticas com deficit – Norte 2006 – Cenário de Mercado Alto	71
Figura 31	Permanencia de series sinteticas com deficit – Norte 2007 – Cenário de Mercado Alto	72
Figura 32	Comparação dos Custos marginais médios anuais (R\$/MWh) – para o período – Estrutural - Cenário de Mercado Alto – 2ª x 1ª Rev. Quadrimestral	75
Quadros		
Quadro 1	– Acréscimo de Potência Anual no SIN e Evolução da Potência Instalada (MW)	8
Quadro 2	– Resumo da Evolução da Carga Própria de Energia do SIN	9
Quadro 3	– Usinas com Atraso no Cronograma	17
Quadro 4	– Usinas com Antecipação no Cronograma	17
Quadro 5	– Usinas Térmicas Emergenciais (CBEE)	18
Quadro 6	– Usinas Térmicas com fase II em Ciclo Combinado incluídas na configuração	18
Quadro 7	– Usinas que passaram a ser consideradas na configuração	19
Quadro 8	– Usinas que deixaram de ser consideradas na configuração	19
Quadro 9	– Usinas que sofreram alterações na potência	20
Quadro 10	– Diferenças relativas à configuração do sistema existente em 31/12/2002	20
Quadro 11	– Evolução da Potência Instalada Incremental (em MW)	20
Quadro 12	– Evolução da Potência Instalada (em MW)	21
Quadro 13	– Variação percentual entre o Planejamento Anual da Operação Energética – Ano 2003 e a 2ª Revisão Quadrimestral – Mercado de Referência	23

Quadro 14 – Variação percentual entre as previsões da 1ª Revisão Quadrimestral e a 2ª Revisão Quadrimestral – Mercado de Referência	24
Quadro 15 – Carga Própria de Energia (MWmed) e Taxas de Crescimento – Mercado de Referência	26
Quadro 16 – Inflexibilidades por restrições elétricas (MWmed)	28
Quadro 17 – Inflexibilidades para conservação das unidades geradoras participantes da CCC	29
Quadro 18 – Inflexibilidades por compra mínima contratual de combustível para usinas participantes da CCC	29
Quadro 19 – Inflexibilidades referentes à declaração dos agentes	30
Quadro 20 – Geração Típica de Itaipu (MWmed)	33
Quadro 21 – Valores Típicos de Geração adotados para UHE Lajeado	34
Quadro 22 – ENAs para utilização do modelo NEWAVE	35
Quadro 23 – Função Custo do Déficit	35
Quadro 24 – Projetos de Importação de Energia da Argentina	36
Quadro 25 – Energia Armazenada no SIN	37
Quadro 26 – Riscos de Déficit Conjunturais com Séries Sintéticas (%) – Cenário de Mercado Referência	39
Quadro 27 – Riscos de Déficit Conjunturais com Séries Sintéticas (%) – Cenário de Mercado Referência – 1ª x 2ª Revisão Quadrimestral	42
Quadro 28 – Custos marginais médios mensais (R\$/MWh) – Ano 2003 – Conjuntural – Cenário de Mercado de Referência	43
Quadro 29 – Custos marginais médios anuais (R\$/MWh) – para o período – Estrutural - Cenário de Mercado Referência	43
Quadro 30 - Benefício Marginal de Transmissão – Valores referentes aos benefícios nos anos 2006 e 2007 calculados a valor presente para setembro de 2003	48
Quadro 31 - Custo Total de Operação – Período de Set/2003 a Dez/2007	49
Quadro 32 – Déficits conjunturais com séries históricas – Ano 2003	50
Quadro 33 – Déficits conjunturais com séries históricas – Ano 2004	50
Quadro 34 – Déficits conjunturais com séries históricas – Ano 2005	51
Quadro 35 – Déficits conjunturais com séries históricas – Ano 2006	51
Quadro 36 – Déficits conjunturais com séries históricas em MWmed – Ano 2007	51

Quadro 37	Maior Déficit Anual com séries históricas (%) – Anos 2006 e 2007 – 1ª x 2ª Revisão Quadrimestral	52
Quadro 38	Atendimento à Ponta Instantânea (MW) – S/SE- CO – Setembro a Dezembro/2003	61
Quadro 39	Atendimento à Ponta Instantânea (MW) – N/NE – Setembro a Dezembro/2003	61
Quadro 40	Balanço de Ponta Determinístico – Resumo	62
Quadro 41	Balanço de Energia – (MWmed)	65
Quadro 42	Comparação do Balanço de Energia 2ª x 1ª Revisão Quadrimestral– (MWmed)	66
Quadro 43	Riscos de Déficit Conjunturais com Séries Sintéticas (%) – Cenário de Mercado Alto	67
Quadro 44	Riscos (%) de Déficits > 5% Carga Média Anual – Séries Sintéticas – Conjuntural	73
Quadro 45	Custos marginais médios mensais (R\$/MWh) – Ano 2003 – Conjuntural - Cenário de Mercado Alto	74
Quadro 46	Custos marginais médios anuais (R\$/MWh) – para o Período – Estrutural - Cenário de Mercado Alto	74