



Operador Nacional do Sistema Elétrico

SUMÁRIO EXECUTIVO

PLANEJAMENTO ANUAL
DA OPERAÇÃO ENERGÉTICA

- ANO 2003

1ª REVISÃO

QUADRIMESTRAL

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

ONS RE 3/168/2003

SUMÁRIO EXECUTIVO

PLANEJAMENTO ANUAL
DA OPERAÇÃO ENERGÉTICA
- ANO 2003
1ª REVISÃO
QUADRIMESTRAL

Sumário

1	Apresentação	4
2	Considerações sobre a Expansão da Oferta e sobre o Mercado	6
3	Conclusões	9
3.1	Conclusões da Avaliação com Séries Sintéticas	9
3.2	Conclusões da Avaliação com Séries Históricas	12
3.3	Atendimento à Ponta do Sistema	12
4	Aspectos Metodológicos	13
5	Premissas Adotadas	14
5.1	Condições Iniciais de Armazenamento	14
5.2	Expansão da Oferta	14
5.2.1	Evolução da Potência Instalada	14
5.2.2	Expansão das Interligações Inter-Regionais	16
5.3	Interligações com Países Vizinhos	17
5.4	Mercado de Energia Elétrica	18
5.5	Comparação com o Plano 2003	21
6	Análise das Condições de Atendimento	24
6.1	Riscos de Déficit	24
6.2	Custos Marginais de Operação - CMOs	28
6.3	Análise com Séries Históricas	31
6.4	Atendimento à Ponta do SIN	34
7	Interligações Regionais	36
	ANEXO – Programa de Expansão da Geração	37
	Lista de figuras, quadros e tabelas	39

1 Apresentação

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

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

Neste Sumário Executivo são apresentadas as principais premissas e resultados do relatório “Planejamento Anual da Operação Energética – Ano 2003 – 1ª Revisão Quadrimestral”, que dá prosseguimento ao ciclo anual de 2003, englobando as análises para o período 2003/2007, destacando-se:

- **As seguintes premissas relativas a:**

• **Oferta:**

o cenário de referência de oferta consoante com a Resolução 109 da GCE e considerando os cronogramas de obras indicados pela ANEEL em abril de 2003;

• **Mercado:**

o “cenário de referência” e o “cenário alto” de mercado de energia elétrica utilizados para avaliação das condições de atendimento, resultantes da atualização das previsões realizadas pelo CTEM/CCPE e ONS em abril de 2003;

• **Demais Aspectos:**

os níveis de armazenamento verificados em 30/04/03, a tendência hidrológica, as restrições de transmissão para transferência de blocos de energia entre subsistemas e as restrições de natureza ambiental; e

- **Os seguintes resultados:**

• **Com séries sintéticas:**

os riscos anuais de não atendimento à carga, para déficits de qualquer profundidade e para valores maiores que 5 e 10% da carga, calculados para

os cenários de oferta e mercado considerados, utilizando-se 2000 séries sintéticas;

os Custos Marginais de Operação – CMOs para os cenários considerados, utilizando-se 2000 séries sintéticas;

- **Com histórico de afluências do período 1931/2001:**

em complementação à avaliação com séries sintéticas, foi também verificada a possibilidade de ocorrência de déficits para o Cenário de Referência, considerando-se a repetição para o quinquênio 2003/2007 de cada uma das seqüências de 5 anos registradas no histórico 1931/2001, incluindo a simulação da ocorrência do período crítico do SIN;

- **Avaliação de atendimento à ponta do SIN:**

uma análise determinística do atendimento à demanda máxima instantânea coincidente por região, com base em balanço de ponta sistêmico, considerando-se as limitações de transmissão entre subsistemas.

Destaca-se que além destas informações que constam deste Sumário Executivo, são também apresentados no relatório completo todo o conjunto de premissas, dados e resultados, inclusive análises mais detalhadas das condições de atendimento e avaliações complementares referentes a curvas de permanência dos intercâmbios energéticos, de geração térmica e da energia armazenada.

O Relatório completo da 1ª Revisão Quadrimestral do Planejamento Anual da Operação Energética – Ano 2003 está disponível no site do ONS no seguinte endereço:

[http://www.ons.org.br/ons/download/Plano_Energ_2003\(1ª_RQ\).zip](http://www.ons.org.br/ons/download/Plano_Energ_2003(1ª_RQ).zip)

2 Considerações sobre a Expansão da Oferta e sobre o Mercado

De forma a permitir uma adequada contextualização dos resultados e conclusões, são inicialmente apresentadas considerações sobre a expansão da oferta e o crescimento do mercado, 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, descritas nos itens 4 e 5. Neste cenário, a capacidade instalada no SIN deverá elevar-se dos 74.693 MW existentes em 30/04/2003 para 86.150 MW em 31/12/2007. Adicionalmente, também está disponível para atendimento ao mercado de energia elétrica a importação de 2.178 MW provenientes da Argentina e cerca de 5.500 MW de potência líquida da UHE Itaipu em 50 Hz, do Paraguai, disponibilizada 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 13,6% em 30/04/2003 (10.192 MW) para 15,5% ao final de 2007 (13.334 MW). A evolução da potência instalada neste cenário é apresentada no Quadro 3, página 15.

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.

O incremento médio anual no período 2003 – 2006 é de cerca de 3000 MW. Cabe destacar que, em 2007, ter-se-ia um acréscimo de somente 106 MW na região Sudeste/Centro-Oeste, provenientes de uma unidade da UHE Serra do Facão (vide Quadro 2, página 15).

O quadro que se segue contém um resumo dos Quadros 2 e 3, para o SIN.

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	Total
Acréscimo de Potência Anual no SIN (MW)	—	6.732	3.672	1.140	1.268	73	12.885
Evolução da Potência Instalada (MW)	81.575	88.307	91.979	93.119	94.387	94.460	—

A Figura 6, página 23, apresenta uma comparação da evolução da potência instalada do SIN vista quando da elaboração do Plano 2003 e agora na 1ª Revisão Quadrimestral. Observam-se somente pequenas variações nos cronogramas dos acréscimos de potência ao longo do período 2003 – 2007, sem,

contudo, contribuirão para variações ao final de 2007, quando a potência instalada é praticamente idêntica em ambas visões, Plano e sua 1ª Revisão.

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 5,5%, e o Cenário de Mercado Alto, no qual a taxa de crescimento médio no período atinge 6,6%, conforme Quadros 5 e 6 (página 18), que apresentam os valores de mercado em MW médios. 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 7, página 22, apresenta uma comparação entre a carga própria de energia utilizada quando da elaboração do Plano 2003 e esta da 1ª Revisão, em termos agregados para SIN. Constata-se que, para o Cenário de Referência de Mercado, houve um acréscimo anual de carga da ordem de 1000 MW médios no período 2003 – 2006, elevando-se para cerca de 1400 MW médios em 2007. Este aumento está concentrado praticamente na região Sudeste/Centro-Oeste, não havendo variações importantes nas demais regiões do SIN. Observações análogas podem ser feitas para o Cenário de Mercado Alto.

O quadro que se segue contém um resumo da evolução da carga própria de energia do SIN para ambos cenários utilizados nas avaliações energéticas.

	2003	2004	2005	2006	2007
Mercado Referência (MWmed) – SIN	42.508	44.465	46.905	49.626	52.610
Mercado Alto (MWmed) - SIN	42.773	45.522	48.194	51.615	55.302

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 analisado no Plano 2003, que considerou 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 termoeletricas com previsão de entrada em operação posterior a junho de 2003, não foi considerado nesta 1ª Revisão, pelos motivos que se seguem.

Com relação aos empreendimentos hidroelétricos sem impedimentos para entrada em operação nas datas previstas (vide Anexo, página 36), não há usinas para entrar em operação na região Nordeste. Na região Norte, já teve início o processo de entrada em operação das unidades da segunda casa de força de Tucuruí. Na região Sudeste/Centro-Oeste, as usinas hidroelétricas previstas para iniciar operação a partir de junho de 2004 restringem-se às UHEs Ponte de Pedra, Corumbá, Irapé e Serra do Facão, além de uma unidade adicional em Itaipu. Na região Sul, ter-se-iam somente as UHEs Barra Grande e Campos Novos.

Com relação aos empreendimentos termoeletricos, cabe observar que, devido à aplicação das diretrizes da Resolução GCE 109, foram considerados somente aqueles que não apresentam impedimentos para entrada em operação no biênio 2003/2004, não sendo necessária complementação térmica no triênio 2005 – 2007 (vide Anexo, página 36). Das unidades termoeletricas previstas para entrar em operação em 2004, restritas às regiões Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste, parte significativa corresponde à conclusão de empreendimentos com a instalação de turbinas a vapor de ciclo combinado a gás natural.

Com base no quadro apresentado anteriormente, que resume a evolução da capacidade instalada no SIN no período 2003 – 2007, constata-se que cerca de 80% da oferta se realiza no biênio 2003 – 2004, caracterizando que grande parte da oferta do período quinquenal já estaria próxima do estágio final de implementação, não sendo razoável considerar atrasos na data de entrada em operação desses projetos de geração. Para os restantes 20% da oferta futura, concentrados no biênio 2005 – 2006, atrasos na entrada em operação não causariam impacto relevante nas condições de atendimento.

Desta forma, considerou-se que um cenário com atraso de oferta, da mesma forma já constatada no Plano 2003, não teria significado na avaliação das condições de atendimento nesta 1ª Revisão Quadrimestral.

3 Conclusões

3.1 Conclusões da Avaliação 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 2003-2007 são satisfatórias, observando-se riscos de déficit de qualquer profundidade em geral inferiores a 5%, sendo inferiores a 1% os riscos de déficit com profundidades superiores a 5% da carga (vide Quadro 8, página 25).
- b) Ressalte-se que verifica-se uma tendência de elevação dos riscos de déficit ao final do período e os custos marginais de operação calculados para 2007 estão próximos do valor normativo da fonte competitiva, caracterizando que as sobras de oferta tendem a ser consumidas ao longo do período 2003 – 2007, vindo a indicar um equilíbrio entre oferta e demanda em 2007.
- c) Para o Cenário de Mercado de Alto, as condições de atendimento energético ao SIN para o período 2003-2006 são satisfatórias, observando-se riscos de déficit de qualquer profundidade em geral inferiores a 5%, sendo inferiores a 1% os riscos de déficit com profundidades superiores a 5% da carga. Em 2007 observam-se riscos de qualquer déficit maiores do que 6% em todas as regiões do SIN. Estes resultados podem ser constatados no Quadro 9, página 27, que apresenta os valores de risco de déficit para o mercado alto.
- d) Riscos de déficit mais elevados em 2007 indicam a importância do monitoramento constante da expansão da oferta e das projeções de mercado, de forma a se avaliar a necessidade de se agregar oferta adicional àquela associada à Oferta de Referência em caso de realização de um mercado acima do Mercado de Referência.
- e) Desta forma, poder-se-ia afirmar que para a hipótese de concretização de um crescimento médio do consumo de 6,6%, considerado no 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, 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.

A Oferta de Referência está definida em consonância com a Resolução GCE 109, que determina que sejam considerados somente os empreendimentos

que não apresentem impedimentos de nenhuma ordem para entrada em operação nas datas previstas. Além disso, não são considerados empreendimentos termoeletricos no triênio 2005 – 2007. Cabe ressaltar que neste triênio não existem empreendimentos sem impedimentos para entrada em operação. Com base nessas premissas para a construção da oferta, ter-se-ia, em 2007, um acréscimo ao SIN de somente 106 MW (vide Quadro 2, página 15), tratando-se portanto de uma oferta conservadora, principalmente para o final do horizonte do estudo.

De acordo com o relatório de fiscalização da ANEEL, referente a abril de 2003, os projetos que apresentam restrições para entrada em operação (licença ambiental não obtida, obras não iniciadas ou contrato de combustível indefinido) e que, portanto, não são considerados como parte integrante da Oferta de Referência, totalizam 10703 MW, sendo 6147 MW correspondentes a projetos hidroelétricos e 4556 MW a projetos termoeletricos.

- f) Cabe ressaltar que a análise das condições de atendimento para o último ano do período, no caso 2007, é fortemente influenciada pelos anos imediatamente subsequentes, em especial no que diz respeito à expansão da oferta, motivo pelo qual conclusões para 2007 devem ser relativizadas e monitoradas, conforme estabelecido nos Procedimentos de Rede.
- g) Os custos marginais de operação médios anuais determinados para o período 2003-2007 são inferiores ao Valor Normativo, conforme indicado na Figura 9, página 29, sendo a Oferta de Referência considerada suficiente, em termos estruturais, para o atendimento ao Mercado de Referência. Merece destaque o fato de que para a região Sudeste/Centro-Oeste o CMO é praticamente igual ao VN, sinalizando um equilíbrio entre oferta e demanda no final do período nesta região. Ao se considerar o Mercado Alto, ter-se-ia em 2007 valores de CMOs sempre superiores ao VN em todas as regiões do SIN (vide Figura 10, página 30). Desta forma, esta avaliação com CMOs confirma que para a hipótese de concretização de um crescimento médio do consumo de 6,6%, deveria ser avaliada a expansão adicional de oferta no SIN em 2007, conforme já mencionado no item (e).
- h) 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.

- i) **Para os Subsistemas Sul e Sudeste/Centro-Oeste**, os riscos de ocorrência de qualquer déficit, no Cenário de Referência, são inferiores a 2% no período 2003-2006, atingindo valores de 4,3% no Sudeste/Centro-Oeste e 3,6% no Sul em 2007. No Cenário com Mercado Alto atingem o valor máximo de 7,4% e 7,7% em 2007, nas regiões Sudeste/Centro-Oeste e Sul, respectivamente.
- j) **Para o Subsistema Nordeste** os riscos de ocorrência de qualquer déficit, no Cenário de Referência, atingem o valor máximo de 5,3% em 2004 e 5,7% em 2007. No Cenário com Mercado Alto, os valores atingem 5,9% e 8,5%, para estes mesmos anos. Destaca-se que são déficits de pequena profundidade, conforme pode ser constatado nos Quadros 8 e 9, páginas 25 e 27, que indicam probabilidades de no máximo 1,9% para ocorrência de déficits médios anuais superiores a 5% da carga em qualquer dos cenários.

Ressalte-se que os valores de risco de déficit de qualquer profundidade superiores a 5% verificados em 2004 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 26, indica que a maioria absoluta dos déficits encontrados é inferior a 1% da carga média anual. 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 podem ser evitados, sem maiores dificuldades, através de políticas operativas, principalmente com a efetivação de intercâmbios entre subsistemas.

- k) **Para o Subsistema Norte**, o risco de ocorrência de qualquer déficit, no Cenário de Referência, atinge o valor máximo de 3,3% em 2007. No Cenário com Mercado Alto este risco é de 12,8% em 2004 e 6,9% 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 9, página 27, indica que a probabilidade do déficit anual ser maior que 5% da carga é inferior a 1,9% para o Cenário de Mercado Alto. A Figura 8, página 27, mostra que em 2004 somente em 59 das 255 séries para as quais houve déficit este foi superior a 2% da carga média anual, sendo estes pequenos déficits possíveis de serem eliminados sem maiores dificuldades através de políticas específicas de geração térmica e intercâmbio; o mesmo é válido para 2007.

3.2 Conclusões da Avaliação com Séries Históricas

Para prover uma referência às análises com séries sintéticas, foi também avaliada 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 10 a 13, páginas 31 e 32).

- a) As avaliações não indicam déficits para o período 2003-2005, mesmo na ocorrência do período crítico.
- b) Em 2006 e 2007, são detectados déficits em relação ao mercado. Tais déficits, que ocorreriam em caso de repetição das piores séries do histórico para as regiões do SIN, equivalente a no máximo 5,5% da carga na região Nordeste, 3,4% da carga na região Sudeste/Centro-Oeste, 0,9% na região Sul e 2,1% na região Norte em 2006, e a no máximo 6,8% da carga na região Nordeste, 11,2% da carga na região Sudeste/Centro-Oeste, 1,7% na região Sul e 7,2% na região Norte em 2007, poderiam ser eliminados sem maiores dificuldades com geração térmica adicional ou, caso não haja coincidência de condições desfavoráveis nos subsistemas, através de políticas de intercâmbio específicas.

3.3 Atendimento à Ponta do Sistema

Considerando o programa de expansão com base na Resolução GCE 109, não foi constatado 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 14, página 34.

4 Aspectos Metodológicos

As avaliações das condições de atendimento são efetuadas com base em simulações com o Modelo NEWAVE, em sua versão 10.0, em consonância com o Módulo 7 dos Procedimentos de Rede do ONS - Planejamento da Operação Energética - e as diretrizes oriundas da Resolução 109 da GCE. Cabe observar que não foram consideradas as Curvas de Aversão ao Risco, uma vez que a versão do modelo que as contempla está em processo de validação na Força Tarefa ONS/MAE, para posterior homologação pela ANEEL.

Os riscos de déficit e Custos Marginais de Operação - CMOs - foram determinados empregando-se um conjunto de 2000 séries sintéticas de energias afluentes. Este conjunto de séries é gerado internamente no Modelo NEWAVE com base no registro histórico de afluências, preservando-se as características estatísticas da amostra do histórico. O risco de qualquer déficit em uma região, num determinado ano, corresponde à razão entre o número de séries sintéticas para as quais se observou déficit de qualquer profundidade nesta região, nesse ano, e o número total de séries sintéticas simuladas, no caso 2.000 séries.

O cálculo dos riscos adotou, como condição inicial, os níveis de armazenamento dos reservatórios referidos a 30 de abril de 2003. Já o CMO não levou em conta as condições iniciais, de forma a permitir avaliar o equilíbrio entre oferta e demanda no quinquênio, independentemente da conjuntura presente.

Em adição a esta abordagem, também foi avaliada a ocorrência de déficits ao se simular o sistema empregando séries históricas de afluências, repetindo para o quinquênio 2003-2007 cada uma das seqüências de 5 anos registradas no histórico 1931-2001. Cabe ressaltar que esta análise abrange a repetição do período crítico do SIN, que vai de maio/1949 a novembro/1956, ao longo do horizonte de estudos 2003-2007.

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

5 Premissas Adotadas

Nos itens que seguem são apresentados os principais dados e premissas utilizadas na elaboração da 1ª Revisão Quadrimestral do Planejamento Anual para 2003, englobando as condições iniciais de armazenamento, o mercado de energia elétrica e a configuração futura do parque gerador e das interligações entre subsistemas.

5.1 Condições Iniciais de Armazenamento

As avaliações energéticas efetuadas levam em conta a situação dos reservatórios em 30/04/2003, constantes do Quadro 1:

Quadro 1 - Energia Armazenada no SIN

ENERGIA ARMAZENADA	30/04/2003
Sudeste/Centro-Oeste	79,5% EA _{MAX}
Sul	75,8% EA _{MAX}
Nordeste	52,4% EA _{MAX}
Norte	82,8% EA _{MAX}
Tucuruí	97,0% EA _{MAX}

5.2 Expansão da Oferta

5.2.1 Evolução da Potência Instalada

Oferta de Referência

O programa de expansão da oferta de geração e de transmissão foi estabelecido com base na Resolução GCE nº109 e no cronograma de obras de geração e sistemas de transmissão para os próximos cinco anos, indicado pela ANEEL. A observância dos princípios constantes da referida resolução implica numa hipótese conservadora de concretização de projetos de geração no período 2003/2007, na medida em que leva em conta somente projetos com construção iniciada e aqueles que não possuem impedimentos de nenhuma natureza para a entrada em operação nas datas previstas.

Com base nessas premissas, prevê-se uma evolução da capacidade instalada total no SIN de 74.693 MW em 30/04/2003 para 86.150 MW ao final de 2007. A participação termoelétrica, que é de 13,6% em 30/04/03, deverá crescer para 15,5% ao final de 2007, conforme Quadros 2 e 3.

No Quadro 2, pode-se visualizar a evolução da potência incremental por tipo de fonte de geração. Neste contexto, destaca-se o término do programa de contratação de energia emergencial em 2005 e 2006, com uma redução total de 1828 MW.

Quadro 2 - Acréscimo de Potência Anual no SIN (MW)

	2003	2004	2005	2006	2007	Total
UHE	2535	2197	2089	2210	106	9137
UTE PPT	4042	1419	0	0	0	5461
UTE Emergencial	0	0	-918	-910	0	-1828
UTE Outras	-158	-272	0	0	0	-430
Itaipu Paraguai	313	328	-31	-32	-33	545
Importação Argentina	0	0	0	0	0	0
Total	6732	3672	1140	1268	73	12885

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

(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" representam o término da contratação de energia emergencial.

O Quadro 3 apresenta a evolução da potência instalada total do SIN no período 2003/2007, por ano e por fonte de geração.

Quadro 3 – Evolução da Potência Instalada no SIN (MW)

TIPO	2002	30/04/2003	2003	2004	2005	2006	2007
Hidráulica	57.379	58.201	59.914	61.411	63.500	65.710	65.816
Térmica PPT	1.687	2.029	5.729	7.148	7.148	7.148	7.148
Térmica Emergencial	1.828	1.828	1.828	1.828	910	0	0
Térmica Outras	4.609	4.328	4.451	4.179	4.179	4.179	4.179
Nuclear	2.007	2.007	2.007	2.007	2.007	2.007	2.007
Itaipu Brasil	6.300	6.300	6.300	7.000	7.000	7.000	7.000
Total Brasil	73.810	74.693	80.229	83.573	84.744	86.044	86.150
Itaipu Paraguai	5.587	5.587	5.900	6.228	6.197	6.165	6.132
Importação Argentina	2.178	2.178	2.178	2.178	2.178	2.178	2.178
Total disp. SIN	81.575	82.458	88.307	91.979	93.119	94.387	94.460

O programa de expansão da geração no período maio de 2003 a dezembro de 2007, por aproveitamento, por ano e por região do SIN, encontra-se detalhado no Anexo.

5.2.2 Expansão das Interligações Inter-Regionais

No período 2003/2007 foi considerada, em consonância com a Resolução 109 da GCE, a instalação de cerca de 5.000 km de linhas de transmissão, com reflexos diretos no aumento da confiabilidade e na capacidade de intercâmbio entre os diversos subsistemas do SIN.

Os principais troncos de transmissão, responsáveis pelo acréscimo na capacidade de intercâmbio entre os subsistemas do SIN, estão indicados no Quadro 4.

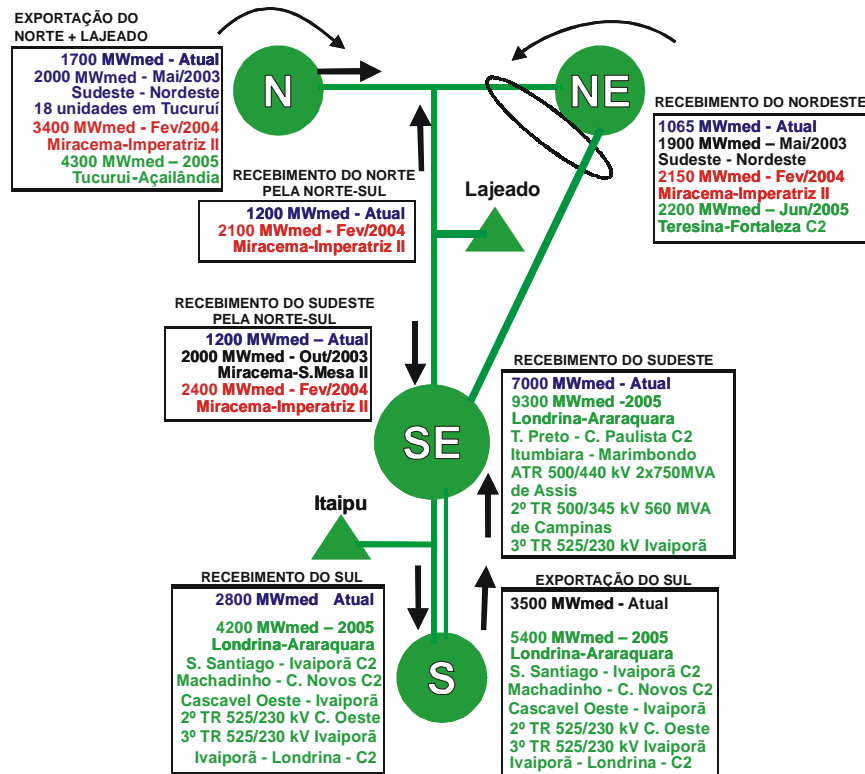
O diagrama da Figura 1 apresenta os subsistemas e os grandes troncos de interligação, indicando ainda os limites proporcionados pelo conjunto de obras assinaladas no Quadro 4.

A expansão da capacidade das interligações propicia a transferência de grandes blocos de energia entre os subsistemas, permitindo que o ONS, através da operação integrada do SIN, explore a diversidade hidrológica entre subsistemas, resultando em ganhos energéticos consideráveis e aumento da confiabilidade.

Quadro 4 – Principais Troncos de Transmissão

INTERLIGAÇÃO	ENTRADA OPERAÇÃO	INTERLIGAÇÃO	ENTRADA OPERAÇÃO
SUL/SUDESTE		NORTE/SUL	
LT 500 kV Salto Santiago – Ivaiporã II	2005	LT 500 kV Miracema-Serra da Mesa II	Out/2003
LT 500 kV Londrina-Assis-Araraquara	2005	LT 500 kV Imperatriz-Colinas-Miracema II	Mar/2004
LT 500 kV Tijuco Preto – Cachoeira Paulista II	2005	NORTE/NORDESTE	
LT 500 kV Cascavel do Oeste – Ivaiporã	2005	LT 500 kV Pres. Dutra-Teresina	Abr/2003
LT 500 kV Machadinho – Campos Novos II	2005	LT 500 kV Teresina – Sobral - Fortaleza	2005
LT 500 Ivaiporã – Londrina 525kV II	2006	LT 500 kV Tucuruí – Marabá – Açailândia IV	2005
		LT 500 kV Camaçari - Sapeaçu	2005
SUDESTE/NORDESTE			
LT 500 kV Serra da Mesa-Gov. Mangabeira	Jun/2003		

Figura 1 – Interligações entre Subsistemas do SIN



5.3 Interligações com Países Vizinhos

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

A primeira etapa, chamada de Argentina I, consiste na importação de 1078 MW de potência firme através da conversora de frequência 50Hz / 60Hz em Garabi.

A segunda etapa, chamada de Argentina II, com as mesmas características da anterior, se dá através da interconexão na subestação de Itá e coloca à disposição do SIN uma oferta adicional de 1100 MW.

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

5.4 Mercado de Energia Elétrica

Nesta 1ª Revisão Quadrimestral, foi adotado um cenário macroeconômico de referência, bem como um cenário alto, elaborados pelo CTEM/CCPE/MME e pelo ONS. Tais cenários resultaram em projeções de mercado de energia que estão apresentadas nos Quadros 5 e 6 a seguir:

Quadro 5 – Mercado de Referência

Energia (MWmed)						
Ano	Sudeste	Sul	Nordeste	Norte	SIN	Cresc. (%)
2003	26605	7079	6041	2783	42508	7,2
2004	27749	7490	6271	2955	44465	4,6
2005	29192	7910	6653	3151	46905	5,5
2006	30797	8321	7159	3349	49626	5,8
2007	32553	8737	7560	3761	52610	6,0

Fonte: CTEM/CCPE/MME e ONS

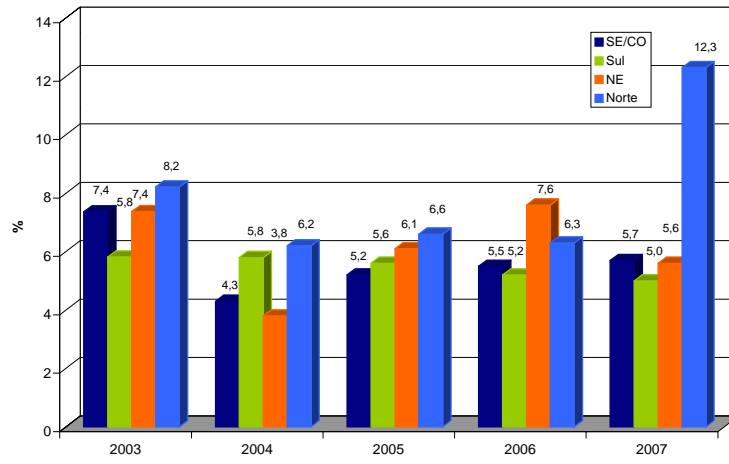
Quadro 6 – Mercado Alto

Energia (MWmed)						
Ano	Sudeste	Sul	Nordeste	Norte	SIN	Cresc. (%)
2003	26805	7115	6062	2791	42773	7,8
2004	28492	7585	6465	2979	45522	6,4
2005	30070	8037	6894	3193	48194	5,9
2006	32181	8528	7509	3397	51615	7,1
2007	34396	9048	8044	3814	55302	7,1

Fonte: CTEM/CCPE/MME e ONS

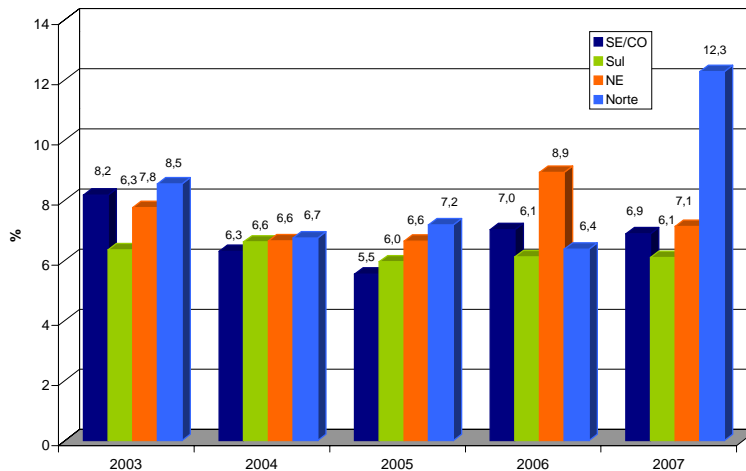
O detalhamento dos índices de crescimento dos mercados de referência e alto, por região, pode ser visualizado nos gráficos a seguir:

Figura 2 – Percentual de Crescimento Mercado por Subsistema – Mercado de Referência



Fonte: CTEM/CCPE/MME e ONS

Figura 3 – Percentual de Crescimento Mercado por Subsistema – Mercado Alto



Fonte: CTEM/CCPE/MME e ONS

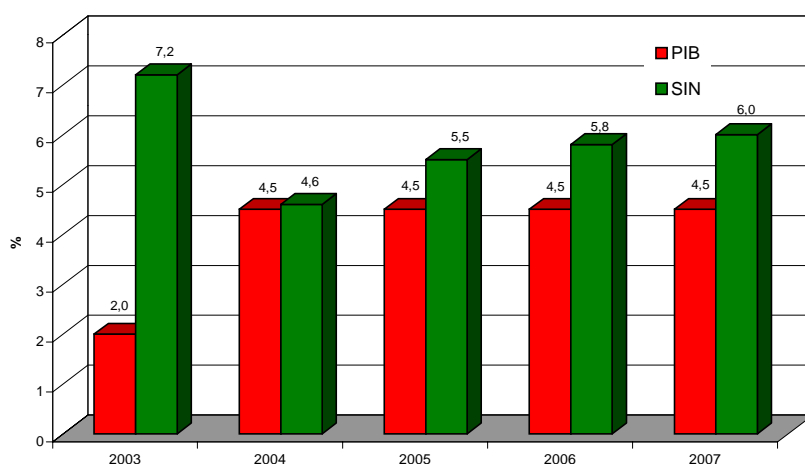
Associado ao Cenário de Mercado de Referência, supõe-se um crescimento do PIB de 2% em 2003. Para os anos de 2004 a 2007, foram utilizadas as hipóteses de crescimento econômico de 4,5%, resultando em uma taxa média de crescimento do mercado de 5,5% ao ano. Este cenário aponta, ao final de 2007, para um atraso superior de cerca de dois anos na realização da carga do SIN, se comparada às projeções elaboradas antes do racionamento de energia em 2001.

As premissas consideradas pelo CTEM/CCPE/MME e ONS para projeção do Cenário de Mercado Alto tiveram como base hipóteses de crescimento da economia de 2,0% no PIB em 2003, e 5,5% para o período 2004-2007.

As projeções de mercado alto combinam essas premissas de crescimento do PIB com hipóteses menos intensas de racionalização/substituição, resultando num crescimento médio anual de 6,6% para o período 2003-2007.

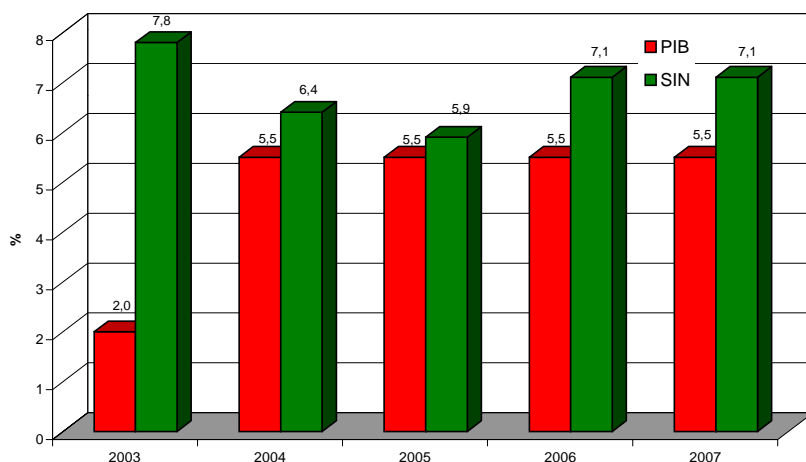
Nos gráficos que seguem apresenta-se a evolução comparativa entre as projeções de crescimento do PIB e do mercado do SIN no período 2003/2007, para os dois cenários considerados.

Figura 4 – Percentual de Crescimento do PIB x Mercado SIN – Mercado de Referência



Fonte: CTEM/CCPE/MME e ONS

Figura 5 – Percentual de Crescimento do PIB x Mercado SIN – Mercado Alto



Fonte: CTEM/CCPE/MME e ONS

5.5 Comparação com o Plano 2003

Neste item, apresenta-se uma comparação das premissas de oferta e mercado utilizadas quando da elaboração do Planejamento Anual da Operação Energética para 2003, ao final de 2002, e esta 1ª Revisão Quadrimestral.

Com relação ao Mercado:

O Quadro 7 que se segue apresenta uma comparação entre a carga própria de energia utilizada quando da elaboração do Plano 2003 e esta da 1ª revisão, em termos agregados para SIN. Constata-se que, para o Cenário de Referência de Mercado, houve um acréscimo de carga da ordem de 1000 MW médios no período 2003 – 2007, elevando-se para cerca de 1400 MW médios em 2007. Destaca-se que este aumento está concentrado praticamente na região Sudeste/Centro-Oeste, não havendo variações importantes nas demais regiões do SIN. Observações análogas podem ser feitas para o Cenário de Mercado Alto.

Destaque-se ainda que não houve alteração de premissas com relação às perspectivas de evolução do PIB associado a ambos os cenários de crescimento do mercado entre o plano 2003 e a 1ª revisão. A taxa média de crescimento do

mercado de referência, agora igual a 5,5%, era igual a 5,3% ao ano. Para o mercado alto, a taxa de crescimento médio anual já era igual a 6,6%.

Observa-se, portanto, que houve somente uma mudança de base, ou seja, o mercado realizado na região Sudeste/Centro-Oeste ficou acima do previsto para o 1º quadrimestre de 2003, no entanto mantiveram-se as mesmas taxas de crescimento das previsões efetuadas quando da elaboração do Plano 2003.

Quadro 7 – Comparação de premissas de mercado (plano x 1ª revisão) - SIN

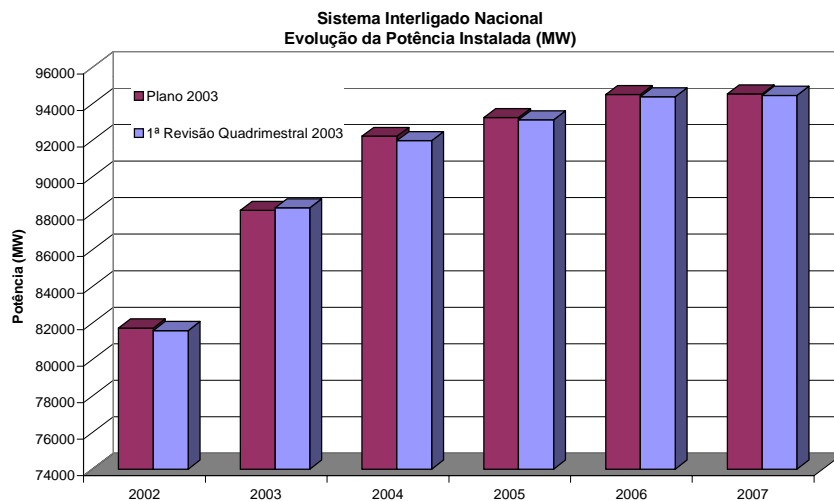
Cenário de Referência			
	Plano	Rev 1	Rev1-Plano
	MWmed	MWmed	MWmed
2003	41577	42508	931
2004	43504	44465	961
2005	45885	46905	1020
2006	48547	49626	1079
2007	51181	52610	1429

Cenário Alto			
	Plano	Rev 1	Rev1-Plano
	MWmed	MWmed	MWmed
2003	41962	42773	811
2004	44535	45522	987
2005	47143	48194	1051
2006	50486	51615	1129
2007	54086	55302	1216

Com relação à Expansão da Oferta:

A Figura 6 apresenta uma comparação entre a evolução da potência instalada vista quando da elaboração do Plano 2003 e esta vista na 1ª revisão. Observam-se somente pequenas variações nos acréscimos de potência ao longo do período 2003 – 2007, sem, contudo, contribuírem para variações ao final de 2007, quando a potência instalada é praticamente idêntica em ambas visões, plano e 1ª revisão.

Figura 6 – Comparação da evolução da potência instalada (plano x 1ª revisão) - SIN



6 Análise das Condições de Atendimento

6.1 Riscos de Déficit

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

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

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

Considerando-se o Cenário de Referência, os riscos de não atendimento para qualquer déficit, apresentados no Quadro 8, são inferiores a 2% nos Subsistemas Sul e Sudeste/Centro-Oeste no período 2003-2006, atingindo 4,3% no Sudeste e 3,6% no Sul em 2007.

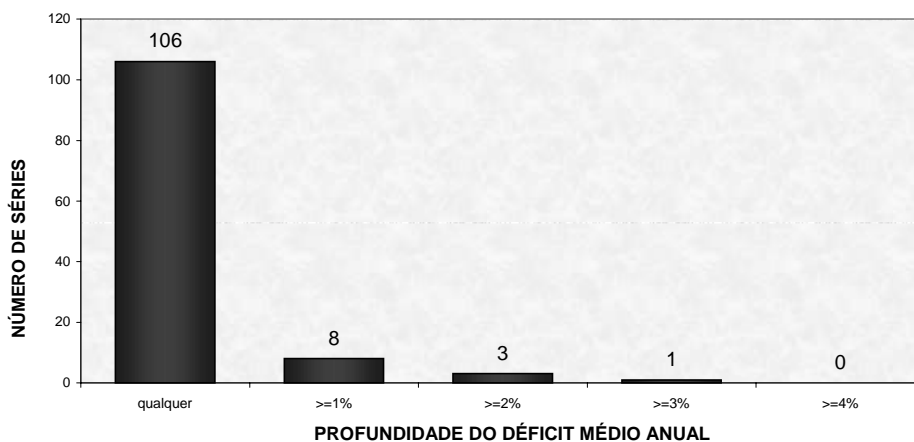
O Subsistema Nordeste apresentou risco máximo de 5,3% em 2004 e 5,7% em 2007, enquanto que o Subsistema Norte atingiu risco máximo de 3,3% em 2007.

Quadro 8 - Riscos de Déficit (%) – Cenário de Referência

SUBSISTEMA / ANO	2003	2004	2005	2006	2007
SUDESTE/CENTRO-OESTE					
PROB (Qualquer Déficit)	0,0	0,7	1,2	1,3	4,3
PROB (Déficit > 5% Carga)	0,0	0,1	0,1	0,3	0,9
PROB (Déficit > 10% Carga)	0,0	0,0	0,1	0,2	0,4
SUL					
PROB (Qualquer Déficit)	0,0	0,7	1,9	1,1	3,6
PROB (Déficit > 5% Carga)	0,0	0,0	0,1	0,2	0,3
PROB (Déficit > 10% Carga)	0,0	0,0	0,1	0,2	0,4
NORDESTE					
PROB (Qualquer Déficit)	1,7	5,3	3,2	3,8	5,7
PROB (Déficit > 5% Carga)	0,0	0,0	0,1	0,2	0,3
PROB (Déficit > 10% Carga)	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2
NORTE					
PROB (Qualquer Déficit)	0,0	2,3	1,4	2,0	3,3
PROB (Déficit > 5% Carga)	0,0	0,0	0,1	0,6	1,0
PROB (Déficit > 10% Carga)	0,0	0,0	0,1	0,3	0,4

A Figura 7 contém a curva de distribuição dos déficits da região Nordeste em 2004. Observe-se que 106 em 2000 séries levaram a déficits, correspondendo ao risco de 5,3%, independente da profundidade dos déficits. No entanto, examinando-se essa figura, pode-se constatar que destas 106 séries 98 correspondem a déficits médios anuais de profundidade inferior a 1% da carga própria média anual, ou seja, somente em 8 das 2000 séries o déficit seria superior a 68 MW médios e não há nenhuma série (não haveria risco) com déficit superior a 4% da carga. Portanto, conclui-se que o risco de déficit observado na região Nordeste em 2004 não representa efetivamente risco de ocorrência de déficit nesta região, dada a pouca magnitude desse déficit, que, na prática, poderia ser facilmente evitado com políticas específicas para este fim.

Figura 7 - Permanência de Séries Sintéticas com Déficit – NE 2004 - Cenário de Mercado de Referência



% da Carga	1%	2%	3%	4%
MWmed	68	136	204	272

Em resumo, pode-se afirmar que com taxa de crescimento médio anual do mercado de 5,5% no período 2003-2007, as condições de atendimento ao SIN são satisfatórias, desde que se concretize o programa de obras de geração e de interligações inter-regionais.

Neste cenário, as sobras de energia seriam consumidas paulatinamente ao longo do quinquênio, até se atingir um equilíbrio entre oferta e demanda em 2007, com riscos de qualquer déficit acima de 4% nas regiões Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste, ainda que correspondendo a déficits de pouca profundidade em relação à carga.

Observe-se, no entanto, que a Oferta de Referência está definida em consonância com a Resolução GCE 109, que estabelece a consideração somente dos empreendimentos que não apresentem impedimentos de nenhuma ordem para entrada em operação nas datas previstas. Da mesma forma, não foram considerados empreendimentos termoelétricos no triênio 2005 – 2007, tratando-se, portanto, de uma oferta conservadora.

Considerando-se o Cenário com Mercado Alto, os riscos de não atendimento para qualquer déficit, mostrados no Quadro 9, atingem valores máximos de 7,4% no Subsistema Sudeste/Centro-Oeste e 7,7%, no Subsistema Sul, ambos em 2007. O Subsistema Nordeste atingiu valores de 5,9% em 2004 e 8,5% em 2007, enquanto que o Norte apresentou risco máximo de 12,8% em 2004. Estes déficits são de pequena profundidade, como pode ser visto no mesmo Quadro 9,

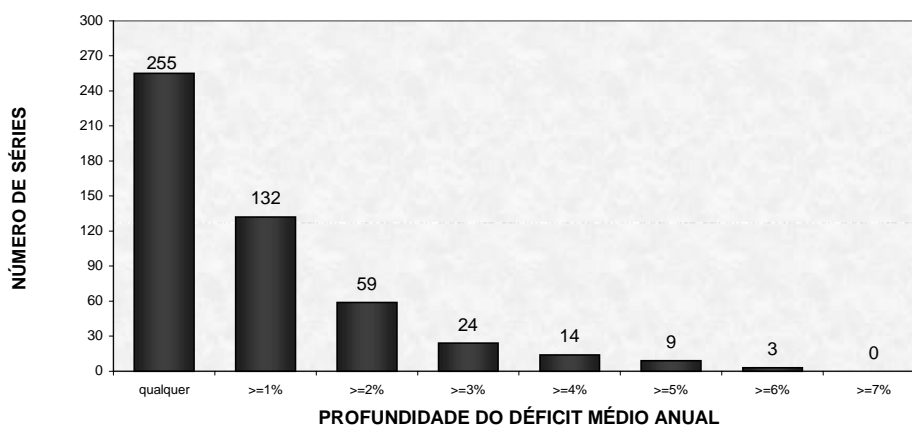
que aponta para todas as regiões probabilidades abaixo de 2% de déficits médios anuais superiores a 5% da carga. Assim, da mesma forma que no Cenário de Referência, eventuais déficits poderiam ser facilmente eliminados com políticas específicas de intercâmbios e despacho de geração térmica.

Quadro 9 - Riscos de Déficit (%) – Cenário com Mercado Alto

SUBSISTEMA / ANO	2003	2004	2005	2006	2007
SUDESTE/CENTRO-OESTE					
PROB (Qualquer Déficit)	0,0	0,6	1,3	2,0	7,4
PROB (Déficit > 5% Carga)	0,0	0,1	0,2	0,5	1,7
PROB (Déficit > 10% Carga)	0,0	0,1	0,1	0,3	0,7
SUL					
PROB (Qualquer Déficit)	0,0	1,2	3,3	1,9	7,7
PROB (Déficit > 5% Carga)	0,0	0,0	0,1	0,2	0,8
PROB (Déficit > 10% Carga)	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2
NORDESTE					
PROB (Qualquer Déficit)	1,8	5,9	3,9	4,9	8,5
PROB (Déficit > 5% Carga)	0,0	0,0	0,4	0,8	1,9
PROB (Déficit > 10% Carga)	0,0	0,0	0,1	0,4	0,7
NORTE					
PROB (Qualquer Déficit)	0,0	12,8	2,0	2,6	6,9
PROB (Déficit > 5% Carga)	0,0	0,5	0,4	0,4	1,9
PROB (Déficit > 10% Carga)	0,0	0,0	0,1	0,3	0,6

A título ilustrativo, a Figura 8 a seguir apresenta a distribuição dos déficits na região Norte para no ano de 2004.

Figura 8 - Permanência de Séries Sintéticas com Déficit – N 2004 - Cenário de Mercado Alto



% da Carga	1%	2%	3%	4%	5%	6%	7%
MWmed	30	60	89	119	149	179	209

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

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.

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.

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 termoeletrônicos 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 subsequentes, 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.

6.2 Custos Marginais de Operação - CMOs

O custo marginal de operação (CMO) ou custo marginal de curto prazo fornece uma indicação do custo de atendimento do MWh adicional em cada região do SIN. O CMO médio anual é calculado a partir de simulações com 2000 séries sintéticas de energias afluentes, sob um enfoque estrutural, ou seja, que não

leva em consideração os níveis de armazenamento iniciais e afluições passadas.

Conforme diretrizes da Resolução GCE 109, o CMO médio anual em cada subsistema deve ser comparado ao Valor Normativo (VN) da fonte competitiva, para definir a necessidade da inserção de blocos adicionais de oferta térmica na configuração. Através da Resolução N° 488, de 29/08/02, a ANEEL estabeleceu um valor de R\$72,35/MWh para o VN da fonte competitiva de geração elétrica e valores de R\$91,06/MWh e R\$106,40/MWh para o VN de Centrais Térmicas a Gás Natural, maiores que 350 MW e menores ou iguais a 350 MW, respectivamente.

Nesta 1ª Revisão Quadrimestral do ciclo 2003, os valores esperados do CMO médio anual no período 2003/2007 são inferiores ao Valor Normativo para todos os subsistemas para o Cenário de Referência de Mercado, sem que haja necessidade de inclusão de blocos térmicos. Destaque-se, no entanto, que em 2007 nas regiões Sudeste/Centro-Oeste já ter-se-ia um equilíbrio entre oferta e demanda, indicando que as sobras de energia tendem a ser consumidas ao longo do período quinquenal.

A Figura 9 apresenta os CMOs médios anuais calculados para o Cenário de Referência. Assim, o acréscimo de blocos térmicos não seria indicado para nenhuma região em nenhum ano do estudo. Os valores calculados para o Cenário com Mercado Alto podem ser vistos na Figura 10.

Figura 9 – Custo Marginal de Operação – Análise Estrutural – Cenário de Referência

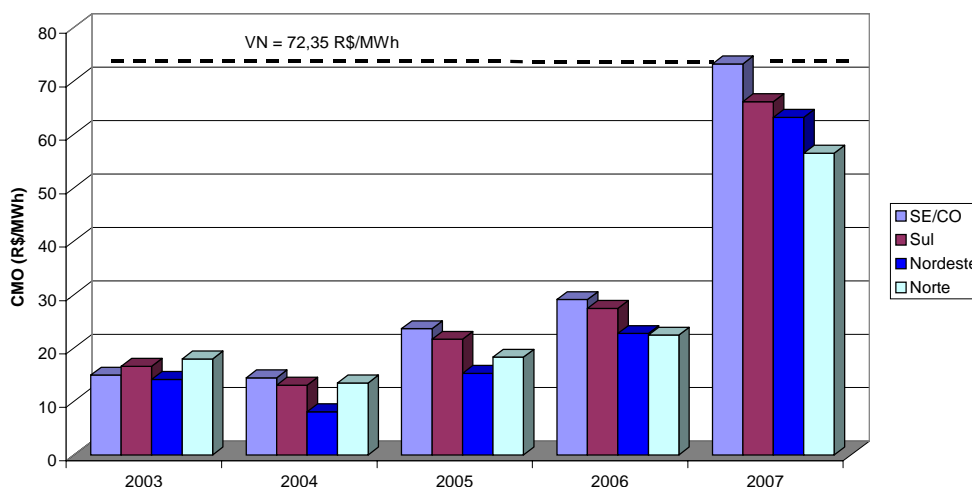
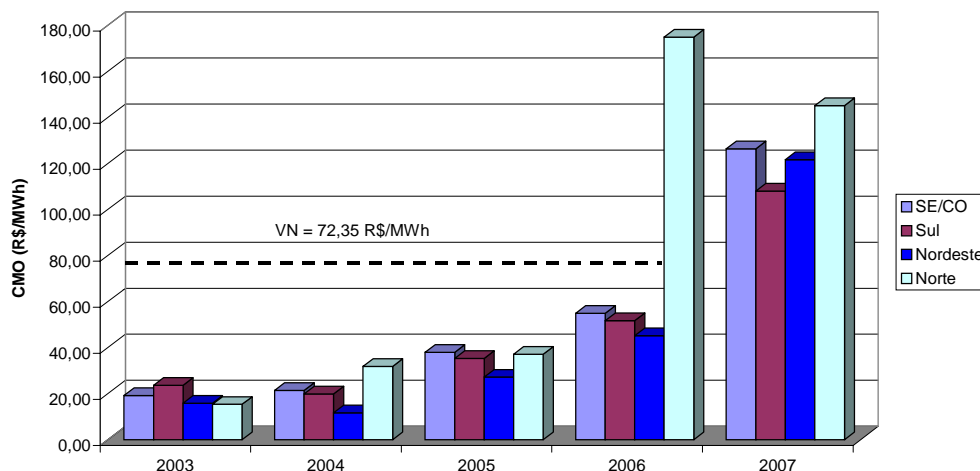




Figura 10 – Custo Marginal de Operação – Análise Estrutural – Cenário com Mercado Alto



Nesta situação, observa-se que em 2007, para todas as regiões do SIN, ter-se-iam CMOs acima do VN. Desta forma, para a premissa de realização de um PIB da ordem de 5,5% no período 2004 – 2007 (associando-se um crescimento médio anual do mercado de 6,6% no período 2003 – 2007), seria necessária a agregação de oferta adicional àquela do cenário de Oferta de Referência (por exemplo, projetos hoje com algum impedimento para entrada em operação) ou mesmo a antecipação da entrada em operação de projetos programados para após 2007.

6.3 Análise com Séries Históricas

A análise conjuntural com o histórico de afluições indica que na hipótese de repetição de qualquer série do histórico de vazões as regiões Sudeste/Centro-Oeste, Sul e Norte não apresentariam déficit em 2003. A simulação indica a possível ocorrência de déficits de 5 MWmed, para o subsistema Nordeste, caso se configure a repetição do histórico correspondente ao ano 1963. Entretanto, os baixos valores indicados não são considerados significativos, visto que a adoção das curvas de aversão ao risco na operação real permite definir geração térmica, bem como valores e sentido de intercâmbios suficientes para eliminar esse déficit de pequena magnitude. O mesmo pode ser afirmado com relação ao ano de 2004, inclusive para a região Norte.

Nas regiões Sudeste/Centro-Oeste e Sul não foram observados déficits para a hipótese de repetição de qualquer série do período histórico nos anos 2003 e 2004. Em 2005, não foram observados déficits em nenhuma das regiões do SIN.

Para o ano de 2006, observam-se déficits de pequena magnitude em todos os subsistemas, que poderiam ser atendidos com geração térmica adicional ou, caso não ocorra coincidência de condições hidrológicas desfavoráveis nos subsistemas interligados, através de acréscimos de intercâmbio. Destaque-se que, para 2006, os déficits observados restringem-se à série de 1955, correspondendo ao final do período crítico do SIN.

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

A análise com séries históricas está resumida nos Quadros 10, 11, 12 e 13, que apresentam para cada subsistema, nos anos de 2003, 2004, 2006 e 2007, respectivamente, os seguintes resultados:

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

Quadro 10 – Déficits conjunturais com séries históricas – Ano 2003

OCORRÊNCIA	SE/CO	SUL	NORDESTE	NORTE
Maior Déficit Anual (MWmed)	Sem Déficit	Sem Déficit	5	Sem Déficit
Maior Déficit Anual (% da Carga)	-	-	0,1%	-
Série de Maior Déficit	-	-	1963	-
Número de Séries com Déficits	Nenhuma Série	Nenhuma Série	1	Nenhuma Série
Número de Séries com Déficits (%)	-	-	1,4%	-
Média dos Déficits (Séries c/Déficit) (MWmed)	-	-	5	-
Média dos Déficits (% da Carga)	-	-	0,1%	-
Média dos Déficits (Série Histórica) (MWmed)	-	-	0	-
Média dos Déficits (% da Carga)	-	-	0%	-

Quadro 11 – Déficit conjunturais com séries históricas – Ano 2004

OCORRÊNCIA	SE/CO	SUL	NORDESTE	NORTE
Maior Déficit Anual (MWmed)	Sem Déficit	Sem Déficit	2	72
Maior Déficit Anual (% da Carga)	-	-	0%	2,4%
Série de Maior Déficit	-	-	2001	1961
Número de Séries com Déficits	Nenhuma Série	Nenhuma Série	1	3
Número de Séries com Déficits (%)	-	-	1,4%	4,3%
Média dos Déficits (Séries c/Déficit) (MWmed)	-	-	2	36
Média dos Déficits (% da Carga)	-	-	0%	1,2%
Média dos Déficits (Série Histórica) (MWmed)	-	-	0	2
Média dos Déficits (% da Carga)	-	-	0%	0,1%

Quadro 12 – Déficit conjunturais com séries históricas – Ano 2006

OCORRÊNCIA	SE/CO	SUL	NORDESTE	NORTE
Maior Déficit Anual (MWmed)	1068	71	424	71
Maior Déficit Anual (% da Carga)	3,4%	0,9%	5,5%	2,1%
Série de Maior Déficit	1955	1955	1955	1955
Número de Séries com Déficits	1	1	1	3
Número de Séries com Déficits (%)	1,4%	1,4%	1,4%	4,3%
Média dos Déficits (Séries c/Déficit) (MWmed)	1068	71	424	33
Média dos Déficits (% da Carga)	3,4%	0,9%	5,5%	1,0%
Média dos Déficits (Série Histórica) (MWmed)	15	1	6	1
Média dos Déficits (% da Carga)	0%	0%	0,1%	0,0%

Quadro 13 – Déficit conjunturais com séries históricas – Ano 2007

OCORRÊNCIA	SE/CO	SUL	NORDESTE	NORTE
Maior Déficit Anual (MWmed)	3725	152	555	271
Maior Déficit Anual (% da Carga)	11,2%	1,7%	6,8%	7,2%
Série de Maior Déficit	1955	1955	1955	1955
Número de Séries com Déficits	3	3	3	4
Número de Séries com Déficits (%)	4,3%	4,3%	4,3%	5,7%
Média dos Déficits (Séries c/Déficit) (MWmed)	1543	112	230	91
Média dos Déficits (% da Carga)	4,6%	1,3%	2,8%	2,4%
Média dos Déficits (Série Histórica) (MWmed)	66	5	10	5
Média dos Déficits (% da Carga)	0,2%	0,1%	0,1%	0,1%

6.4 Atendimento à Ponta do SIN

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

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

- recebimento da potência contratada da Itaipu, para a macro-região Sul/Sudeste/Centro-Oeste;
- manutenções de usinas hidráulicas e térmicas para 2003 informadas pelos agentes. 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 estimadas por curvas típicas, obtidas a partir de dados operativos dos anos 2001 e 2002 levantados pelo CNOS. Para o cálculo das perdas por deplecionamento, foram utilizados os armazenamentos médios provenientes de uma simulação a subsistemas equivalentes, com as séries do histórico de aflúncias;
- requisito de demanda máxima instantânea coincidente por região, previsto pelo CTEM/CCPE e ONS – Cenário de Mercado de Referência;
- acréscimo de 5% na demanda prevista como fator de segurança (“reserva de potência”).

Os balanços demonstraram não haver risco de não atendimento à ponta do SIN para o período 2003-2007. Em todos os anos, mesmo para o mês mais crítico, foram verificadas folgas superiores àquelas consideradas como reserva de potência. Apenas ao final do ano de 2007 observou-se necessidade de utilização de intercâmbio da região Norte para a região Nordeste, especificamente para o período outubro a dezembro, com montantes de aproximadamente 130/180/320 MW, para outubro/novembro/dezembro, respectivamente, sem, entretanto, acarretar déficit de ponta na região Norte. Os intercâmbios entre as regiões S/SE/CO e entre as macro-regiões S/SE/CO e N/NE não chegaram a ser utilizados, o que representa um recurso extra a ser utilizado no caso de ocorrência de cargas acima do previsto ou de indisponibilidades não programadas. O Quadro 14 resume os resultados.

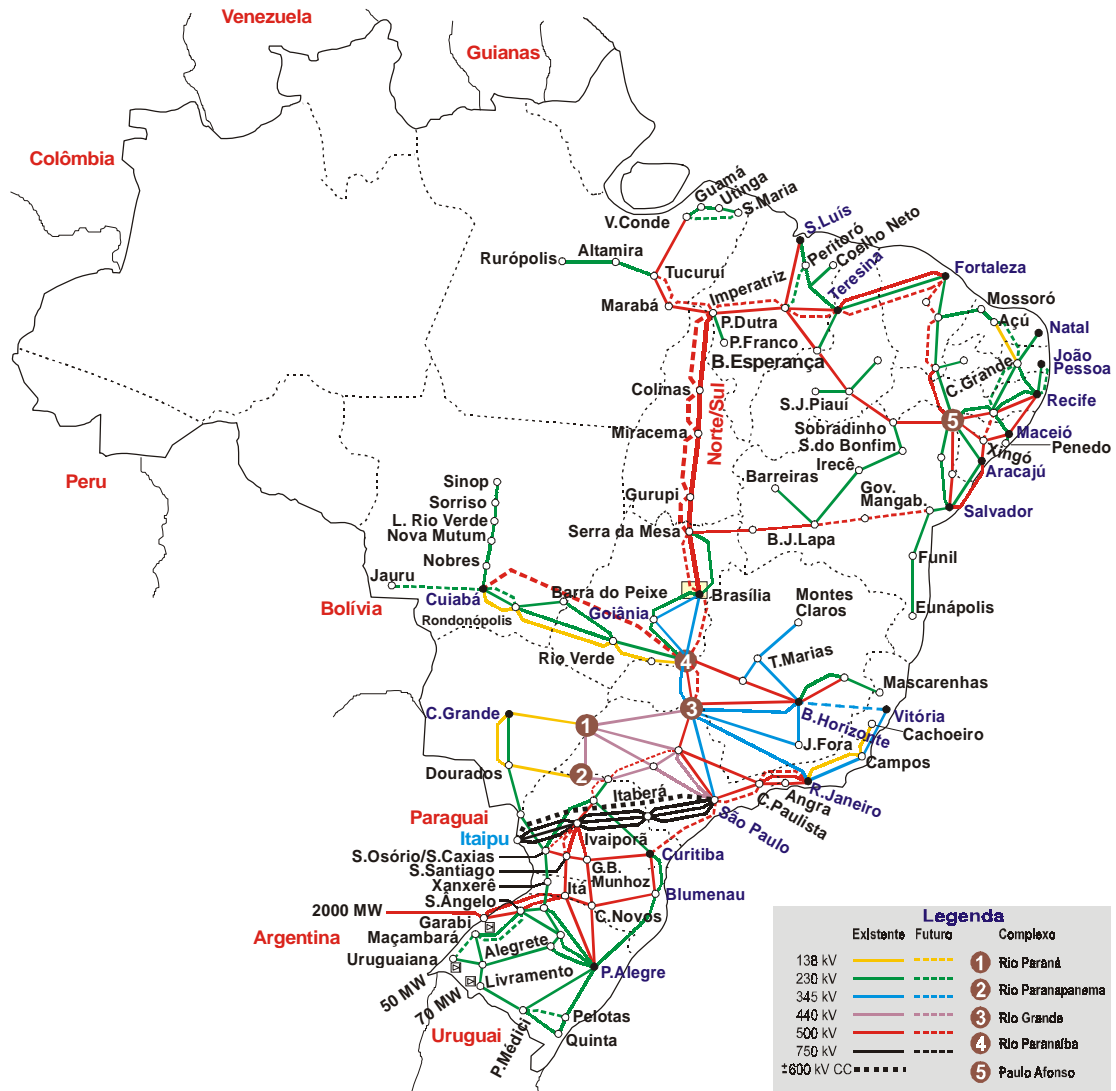
Quadro 14 - Balanço de Ponta Determinístico – Resumo

		2003	2004	2005	2006	2007
S/SE-CO	Menor Folga (MW)	12.293	12.682	10.877	9.352	5.759
	% da Carga	28%	27%	22%	18%	10%
	Mês	Maio	Abril	Agosto	Setembro	Setembro
N/NE	Menor Folga (MW)	3.629	5.112	4.721	3.954	2.846
	% da Carga	33%	45%	39%	29%	19%
	Mês	Junho	Abril	Abril	Dezembro	Dezembro

Figura 11 – Sistema de Transmissão 2003/2005

Sistema de Transmissão 2003/2005

Principais Troncos da Rede Básica



ANEXO – Programa de Expansão da Geração

Programa de Expansão da Geração Região Sudeste/Centro-Oeste

Usinas		Potência Instalada (MW)			
Ano 2003 (Maio a Dezembro)	Mês	UG	Total	até o Mês	no Mês
UHE Funil Grande	Maio	2/3	180	120	60
UHE Guaporé		2/3	120	80	40
UHE Jauru		1/3	122	41	41
UTE Corn Mogi		1/1	35	35	35
UTE Nova Piratininga		1 e 2/6	590	200	200
UTE Três Lagoas		1/6	240	60	60
UHE Funil Grande	Junho	3/3	180	180	60
UHE Guaporé		3/3	120	120	40
UHE Jauru		2 e 3/3	122	122	81
UTE Barra Grande dos Lençóis		1/1	37	37	37
UTE Três Lagoas		2/6	240	120	60
UTE Coimbra - Cresciunial	Julho	1/1	37	37	37
UTE Ibiritermo		2/3	235	235	85
UTE Norte Fluminense		1/4	725	158	158
UTE Santa Cruz Nova		1/3	400	200	200
UTE Termorio		1 a 4/9	1163	493	493
UTE Três Lagoas		3/6	240	180	60
UHE Queimado	Agosto	1/3	105	35	35
UTE Norte Fluminense		2/4	725	316	158
UTE Nova Piratininga		3 e 4/6	590	400	200
UTE Três Lagoas		4/6	240	240	60
UTE Vale do Rosário		1/1	50	50	50
UTE Santa Cruz Nova	Setembro	2/3	400	400	200
UHE Queimado	Outubro	2/3	105	70	35
UTE Norte Fluminense		3/4	725	474	158
UTE Termorio		5 a 7/9	1163	916	423
UHE Candonga	Novembro	1/3	140	47	47
UHE Aimorés	Dezembro	1/3	330	110	110
UHE Porto Primavera		14/14	110	110	110
UHE Queimado		3/3	105	105	35
Total no Ano					3367
Ano 2004	Mês	UG	Total	até o Mês	no Mês
UHE Candonga	Janeiro	2/3	140	93	47
UHE Aimorés	Fevereiro	2/3	330	220	110
UTE Nova Piratininga		5 e 6/6	590	590	190
UTE Piratininga 3 e 4		Desativação	-272	-272	-272
UTE Termorio		8/9	1163	1040	123
UHE Candonga	Março	3/3	140	140	47
UTE Norte Fluminense		4/4	725	725	251
UHE Aimorés	Maio	3/3	330	330	110
UTE Termorio		9/9	1163	1163	123
UHE Itaipu (50%)	Junho	19/20	700	700	700
UHE Ponte de Pedra	Dezembro	1/3	176	59	59
Total no Ano					1488
Ano 2005	Mês	UG	Total	até o Mês	no Mês
UHE Corumbá IV	Janeiro	1/2	127	64	64
Saída das Emergenciais					-146
UHE Ponte de Pedra	Fevereiro	2/3	176	117	59
UHE Corumbá IV	Abril	2/2	127	127	64
UHE Ponte de Pedra		3/3	176	176	59
UHE Irapé	Setembro	1/3	360	120	120
UHE Irapé	Novembro	2/3	360	240	120
Total no Ano					338
Ano 2006	Mês	UG	Total	até o Mês	no Mês
UHE Irapé	Janeiro	3/3	360	360	120
Saída das Emergenciais					-253
Total no Ano					-133
Ano 2007	Mês	UG	Total	até o Mês	no Mês
UHE Serra do Facão	Novembro	1/2	106	106	106
Total no Ano					106
Total Sudeste/Centro-Oeste sem Emergencial					5565

Programa de Expansão da Geração - continuação

Programa de Expansão da Geração

Região Sul

Usinas			Potência Instalada (MW)		
Ano 2003 (Maio a Dezembro)	Mês	UG	Total	até o Mês	no Mês
UTE Araucária	Maio	1 a 3/3	469	469	469
UHE Quebra Queixo	Junho	1/3	120	40	40
UHE Quebra Queixo	Agosto	2/3	120	80	40
UHE Quebra Queixo	Outubro	3/3	120	120	40
Total no Ano					589
Ano 2005	Mês	UG	Total	até o Mês	no Mês
UHE Monte Claro	Janeiro	1/2	130	65	65
UHE Santa Clara PR	Fevereiro	1/2	119	60	60
UHE Monte Claro	Março	2/2	130	130	65
UHE Santa Clara PR	Maio	2/2	119	119	60
UHE Barra Grande	Novembro	1/3	690	230	230
Total no Ano					479
Ano 2006	Mês	UG	Total	até o Mês	no Mês
UHE Barra Grande	Fevereiro	2/3	690	460	230
UHE Campos Novos		1/3	880	293	293
UHE Barra Grande	Maio	3/3	690	690	230
UHE Campos Novos		2/3	880	587	293
UHE Campos Novos	Agosto	3/3	880	880	293
Total no Ano					1340
Total Sul					2408

Região Nordeste

Usinas			Potência Instalada (MW)		
Ano 2003 (Maio a Dezembro)	Mês	UG	Total	até o Mês	no Mês
UHE Itapebi	Maio	3/3	450	450	150
UTE Termobahia		1/2	190	190	190
UTE Camaçari Gás	Junho	2/5	310	144	72
UTE Camaçari Gás	Novembro	3/5	310	216	72
UTE Fortaleza	Dezembro	1/1	347	347	347
Total no Ano					831
Ano 2004	Mês	UG	Total	até o Mês	no Mês
UTE Termopernambuco	Janeiro	1/1	638	638	638
UTE Camaçari Gás	Março	4/5	310	263	47
UTE Camaçari Gás	Novembro	5/5	310	310	47
Total no Ano					732
Ano 2005	Mês	UG	Total	até o Mês	no Mês
Saída das Emergenciais	Janeiro		-772	-772	-772
Total no Ano					-772
Ano 2006	Mês	UG	Total	até o Mês	no Mês
Saída das Emergenciais	Janeiro		-657	-657	-657
Total no Ano					-657
Total Nordeste sem Emergencial					1562

Região Norte

Usinas			Potência Instalada (MW)		
Ano 2003 (Maio a Dezembro)	Mês	UG	Total	até o Mês	no Mês
UHE Tucuruí	Maio	14/23	1125	750	375
UHE Tucuruí	Setembro	15/23	1125	1125	375
Total no Ano					750
Ano 2004	Mês	UG	Total	até o Mês	no Mês
UHE Tucuruí	Janeiro	16/23	1125	375	375
UHE Tucuruí	Maio	17/23	1125	750	375
UHE Tucuruí	Setembro	18/23	1125	1125	375
Total no Ano					1125
Ano 2005	Mês	UG	Total	até o Mês	no Mês
UHE Tucuruí	Janeiro	19/23	1125	375	375
UHE Tucuruí	Maio	20/23	1125	750	375
UHE Tucuruí	Setembro	21/23	1125	1125	375
Total no Ano					1125
Ano 2006	Mês	UG	Total	até o Mês	no Mês
UHE Tucuruí	Janeiro	22/23	750	375	375
UHE Tucuruí	Maio	23/23	750	750	375
Total no Ano					750
Total Norte					3750

Lista de figuras, quadros e tabelas

Quadros

Quadro 1 - Energia Armazenada no SIN	14
Quadro 2 - Acréscimo de Potência Anual no SIN (MW)	15
Quadro 3 – Evolução da Potência Instalada no SIN (MW)	15
Quadro 4 – Principais Troncos de Transmissão	16
Quadro 5 – Mercado de Referência	18
Quadro 6 – Mercado Alto	18
Quadro 7 – Comparação de premissas de mercado (plano x 1ª revisão) - SIN	22
Quadro 8 - Riscos de Déficit (%) – Cenário de Referência	25
Quadro 9 - Riscos de Déficit (%) – Cenário com Mercado Alto	27
Quadro 10 – Déficits conjunturais com séries históricas – Ano 2003	32
Quadro 11 – Déficits conjunturais com séries históricas – Ano 2004	33
Quadro 12 – Déficits conjunturais com séries históricas – Ano 2006	33
Quadro 13 – Déficits conjunturais com séries históricas – Ano 2007	33
Quadro 14 - Balanço de Ponta Determinístico – Resumo	35

Figuras

Figura 1 – Interligações entre Subsistemas do SIN	17
Figura 2 – Percentual de Crescimento Mercado por Subsistema – Mercado de Referência	19
Figura 3 – Percentual de Crescimento Mercado por Subsistema – Mercado Alto	19
Figura 4 – Percentual de Crescimento do PIB x Mercado SIN – Mercado de Referência	20
Figura 5 – Percentual de Crescimento do PIB x Mercado SIN – Mercado Alto	21
Figura 6 – Comparação da evolução da potência instalada (plano x 1ª revisão) - SIN	23
Figura 7 - Permanência de Séries Sintéticas com Déficit – NE 2004 - Cenário de Mercado de Referência	26
Figura 8 - Permanência de Séries Sintéticas com Déficit – N 2004 - Cenário de Mercado Alto	27
Figura 9 – Custo Marginal de Operação – Análise Estrutural – Cenário de Referência	29
Figura 10 – Custo Marginal de Operação – Análise Estrutural – Cenário com Mercado Alto	31
Figura 11 – Sistema de Transmissão 2003/2005	36