



Operador Nacional do Sistema Elétrico

PLANEJAMENTO ANUAL DA
OPERAÇÃO ENERGÉTICA
ANO 2002 - REVISÃO 2
2º QUADRIMESTRE

© 2002/ONS
Todos os direitos reservados.
Qualquer alteração é proibida sem autorização.

ONS DPP-REL-E-285/2002

**PLANEJAMENTO ANUAL DA
OPERAÇÃO ENERGÉTICA
ANO 2002 - REVISÃO 2
2º QUADRIMESTRE**

Sistema Interligado Nacional

Sumário

1	INTRODUÇÃO	5
2	CONCLUSÕES	7
2.1	Riscos de Déficit	7
2.2	Evolução do Custo Marginal de Operação – CMO	8
3	PREMISSAS	11
3.1	Evolução da Potência Instalada	11
3.2	Usinas em Operação e Definição da Configuração Futura do SIN	16
3.3	Evolução da Carga Própria	17
3.4	Classes Térmicas e Custos de Operação	18
3.5	Geração Térmica Emergencial	18
3.6	Limites de Intercâmbio Regionais	19
3.6.1	Principais Alterações no Cronograma de Obras de Transmissão	19
3.6.2	Impactos Relevantes nos Limites de Intercâmbio	20
3.7	Afluências	21
3.8	Custo de Déficit e Taxa de Desconto	21
3.9	Modelo, Versão e Ordem Máxima do Modelo Estocástico	21
3.10	Projetos de Importação de Energia	22
3.11	Níveis de Armazenamentos Iniciais	22
3.12	Volumes de Espera	22
3.13	Restrições Operativas Hidráulicas	23
4	ESTUDOS ENERGÉTICOS	24
4.1	Introdução	24
4.2	Análise das Condições de Atendimento	24
4.2.1	Análise com Séries Sintéticas	24
4.2.2	Análise com Séries Históricas	26
4.3	Custos Marginais de Operação	29
4.4	Benefícios Marginais de Transmissão	30
4.5	Curvas de Permanência de Intercâmbio	31
4.6	Atendimento à Demanda Instantânea em 2002	35
4.7	Balanço de Energia	38
4.8	Análise de Sensibilidade ao Mercado	41
4.8.1	Introdução	41
4.8.2	Cenário de Referência e Cenário de Mercado Alto	42
4.8.3	Análise do Risco de Déficit	45
4.8.4	Custo Marginal de Operação	48
	ANEXOS	50
	ANEXO I Cronograma de Obras de Geração	51
	ANEXO II Classes Térmicas e Custos de Operação	60

ANEXO III Limites de Intercâmbio em MWmed	63
ANEXO IV Carga Própria de Energia e Demanda	67
ANEXO V Volumes de Espera (%)	69
ANEXO VI Restrições Operativas	74
ANEXO VII Características das Usinas Térmicas	76
ANEXO VIII Características das Usinas Hidráulicas	79
ANEXO IX Características de Reservatórios	83
Lista de figuras, quadros e tabelas	86

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 cinco anos, além de permitir o estabelecimento das estratégias de médio prazo que serão utilizadas na otimização da operação eletroenergética do SIN. Ao início de cada ano é emitido o relatório do “Planejamento Anual da Operação Energética”, sendo realizadas ao longo do ano duas revisões quadrimestrais. O presente ciclo abrange o período 2002-2006, sendo apresentados resultados com detalhamento mensal para o primeiro ano e resultados anuais para os anos subseqüentes.

Em janeiro de 2002, o ONS elaborou o relatório “Planejamento Anual da Operação Energética – Ano 2002”, sendo emitida em maio de 2002 a sua Revisão 1, incorporando atualizações das premissas e tendo como referência o final de abril de 2002. O presente relatório, de setembro de 2002, apresenta a 2ª Revisão Quadrimestral do Planejamento Anual da Operação Energética – Ano 2002 e foi elaborado considerando-se como premissas os níveis de armazenamento dos reservatórios ao final de agosto de 2002, bem como projeções de mercado considerando a revisão efetuada em agosto/2002 pelo Comitê Técnico para Estudos de Mercado – CTEM, Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos – CCPE e pelo ONS. São ainda utilizadas as informações do programa de oferta em conformidade com a Resolução nº 109 da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica – GCE, atualizadas no site da ANEEL em agosto/2002.

No Capítulo 2 apresenta-se uma síntese dos principais resultados do estudo, sendo que as premissas adotadas nos estudos encontram-se apresentadas em detalhe no Capítulo 3.

No Capítulo 4 é apresentado um maior detalhamento das condições de atendimento aos mercados previstos de energia e demanda dos sistemas interligados para o restante de 2002 até dezembro de 2006, através de análises das condições operativas do sistema utilizando-se 2000 séries sintéticas de energias afluentes para as quais são calculados riscos de déficits, custos marginais da operação, curvas de permanência de geração térmica e de intercâmbios. Adicionalmente, são também apresentadas análises com séries do histórico de vazões médias mensais afluentes aos aproveitamentos no período 1931-1998.

Ainda neste mesmo capítulo, são também apresentadas análises de sensibilidade das condições de atendimento a variações no mercado, considerando-se um cenário de crescimento mais acelerado do consumo de energia elétrica.

No final deste relatório, apresenta-se uma relação de anexos com dados básicos, complementando assim os dados de entrada e as premissas consideradas no trabalho, em especial aqueles que sofreram alterações em relação ao relatório anterior.

Deve-se ressaltar que o presente trabalho está em consonância com as premissas e diretrizes estabelecidas na Resolução Nº 109 da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica – GCE, em especial no que diz respeito à definição da configuração de oferta para o período 2002/2006, à projeção de carga e à utilização de uma curva de custo do déficit em quatro patamares.

É importante observar que os resultados apresentados neste relatório são fortemente influenciados pelos seguintes aspectos: afluências passadas, níveis atuais de armazenamento, cronograma de obras previsto para entrar em operação e, finalmente, pelas projeções de carga. A sistemática, estabelecida nos Procedimentos de Rede, de atualizações quadrimestrais, visa permitir que ONS realize um monitoramento adequado das condições de atendimento do SIN, considerando a atualização dessas premissas. Esta 2ª Revisão Quadrimestral encerra o ciclo de Planejamento da Operação Energética para o ano de 2002, que abrangeu o período 2002/2006.

O próximo ciclo anual abrangerá o período 2003/2007, sendo prevista a emissão em janeiro de 2003 do relatório referente ao “Planejamento Anual da Operação Energética – Ano 2003”.

CONCLUSÕES

Antes de apresentar as conclusões obtidas nesta 2ª Revisão Quadrimestral do Planejamento Anual da Operação Energética – Ano 2002, faz-se necessário fazer alguns comentários sobre as projeções de mercado e o cenário de expansão da oferta utilizados neste trabalho.

Com relação às projeções de mercado, foram considerados dois cenários, ambos elaborados pelo CTEM/CCPE em conjunto com o ONS para esta 2ª Revisão Quadrimestral, a saber:

- Cenário de Referência, que corresponde ao cenário de mercado em consonância com aquele definido pela Resolução GCE Nº 109 e;
- Cenário de Mercado Alto, que corresponde ao cenário supondo um crescimento mais acelerado do consumo de energia elétrica.

Para a projeção do mercado de referência, foi considerada a hipótese de um crescimento anual do PIB, para 2002, igual a 1,36%. É importante ressaltar que durante a 1ª Revisão do Planejamento Anual da Operação Energética o crescimento anual do PIB, para 2002, era estimado em 2,5%. Para os anos de 2003 a 2006, foram utilizadas as mesmas hipóteses de crescimento econômico (3,5% em 2003 e 4% de 2004 até 2006) e foram aplicados os mesmos índices de racionalização/substituição do consumo de energia no período 2002-2006 utilizados na primeira revisão.

As regiões Sudeste/Centro-Oeste, Sul e Nordeste tiveram suas taxas de crescimento de consumo reduzidas no período 2002 a 2006. Em relação à projeção anterior, as estimativas atuais ficaram menores em 4,2%, 3,3% e 4,9% respectivamente, indicando ainda um reflexo do racionamento.

A região Norte, onde as indústrias eletro-intensivas lideraram a redução do consumo, praticamente não apresentou variações para o cenário de referência em relação àquele projetado originalmente.

Com relação à expansão da oferta de energia, foi considerado apenas um cenário, denominado Cenário de Expansão da Oferta, que corresponde àquele definido em consonância com a Resolução GCE Nº 109. As principais diferenças entre os dados desta 2ª Revisão Quadrimestral com relação à 1ª Revisão Quadrimestral são o aumento significativo de usinas térmicas na configuração, representando uma oferta adicional de 1188 MW de térmicas emergenciais e 717 MW de outras térmicas.

Os resultados obtidos, levando-se em conta as premissas descritas acima e os níveis de armazenamento dos reservatórios projetados para 31/08/2002 são apresentados a seguir.

2.1 Riscos de Déficit

O Quadro 1 a seguir apresenta os riscos de déficit conjunturais, assim denominados porque levam em conta os níveis de partida dos reservatórios (vide item 3.11) à época da elaboração das revisões quadrimestrais, utilizando simulações

com 2000 séries sintéticas de energias afluentes,. Os resultados apresentados para ambos os cenários de mercado anteriormente definidos correspondem à probabilidade do déficit médio anual ser maior do que 5% da carga. A partir destes resultados, pode-se concluir que:

1. De uma maneira geral, considerando o cenário de referência de oferta e de mercado, a probabilidade do déficit médio anual ser superior a 5% da carga para qualquer região do SIN e em qualquer ano do período 2002/2006 é baixa, o que também se verifica mesmo para o cenário de mercado alto;
2. Deve-se ressaltar, no entanto, que estes resultados são fortemente influenciados tanto pelos níveis de armazenamento e afluições passadas, quanto pelo efeito residual do programa de racionamento do ano 2001 sobre as projeções de mercado para o período 2002/2006 e pela consideração das usinas emergenciais na configuração de geração.

Quadro 1- Riscos de Déficit Conjunturais com Séries Sintéticas (%) - profundidade >5% da carga com ambos cenários de mercado

SUBSISTEMA / ANO	2002		2003		2004		2005		2006	
	Rev 2	Rev 1	Rev 2	Rev 1	Rev 2	Rev 1	Rev 2	Rev 1	Rev 2	Rev 1
SUL										
Mercado de Referência	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,2	0,1	0,3	0,1	0,2
Mercado Alto	0,0	0,0	0,0	0,3	0,1	0,2	0,2	0,3	0,1	0,5
SUDESTE / CENTRO-OESTE										
Mercado de Referência	0,0	0,0	0,0	0,5	0,1	0,5	0,2	0,5	0,1	0,5
Mercado Alto	0,0	0,0	0,2	0,9	0,2	0,8	0,2	0,6	0,4	0,9
NORTE										
Mercado de Referência	0,0	0,0	0,3	0,4	0,1	0,3	0,2	0,4	0,1	0,7
Mercado Alto	0,0	0,0	0,3	0,6	0,1	0,3	0,3	0,5	0,3	1,7
NORDESTE										
Mercado de Referência	0,0	0,0	0,4	0,7	0,2	0,2	0,3	0,4	0,3	0,8
Mercado Alto	0,0	0,0	0,6	1,0	0,2	0,5	0,5	0,6	1,1	1,1

Estes resultados, frente àqueles obtidos na visão de maio de 2002, vêm confirmar a tendência de valores baixos de riscos para ambos cenários de mercado.

2.2 Evolução do Custo Marginal de Operação – CMO

O custo marginal de operação (CMO) dá a indicação do custo de atendimento ao MWh adicional em cada região do SIN.

Conceitualmente, a igualdade do custo marginal de curto prazo (CMO) ao de longo prazo (CME) permite concluir que um sistema de produção está em equilíbrio, do ponto de vista econômico. Neste estudo, o custo marginal de longo prazo é estimado como sendo o Valor Normativo (VN).

Destaca-se que a Resolução da ANEEL Nº 488, de 29 de agosto de 2002, estabelece o VN de R\$72,35/MWh para a fonte competitiva e restabelece o valor

de R\$91,06/MWh e R\$106,40/MWh para Centrais Térmicas a Gás Natural maiores que 350 MW e menores ou iguais a 350MW, respectivamente.

Nos Quadros 2 e 3 são mostrados os CMOs médios mensais para o ano de 2002 e anuais para o período de 2002 a 2006, como resultado de uma simulação da operação energética do SIN. Destacam-se valores baixos em todo o período. O maior valor encontrado foi de R\$22,51/MWh para a região Nordeste em 2003, bastante inferior ao VN .

Considerando-se o Cenário de Referência de Mercado, observa-se que, para a avaliação denominada estrutural (aquela que não leva em conta as condições de armazenamento e afluências atuais), os custos marginais de operação médios anuais, ao longo de todo o horizonte do estudo, encontram-se abaixo do Valor Normativo de R\$72,35/MWh (vide Quadro 4).

Cabe ressaltar que esta avaliação de atendimento ao mercado deverá ser confirmada à medida que se concretizem tanto a expansão da oferta, em especial aquela associada ao Programa Prioritário de Termoeletricidade – PPT, como as projeções de mercado, profundamente influenciadas pelo programa de racionamento.

Os valores anuais de CMO apresentados vêm ratificar a tendência de valores abaixo daqueles calculados e apresentados no Relatório do Planejamento Anual da Operação Energética – Ano 2002 – 1ª Revisão Quadrimestral.

Quadro 2- Custos marginais médios mensais (R\$/MWh) – Ano 2002 – Conjuntural

Subsistema	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
SE/CO	-	-	-	-	-	-	-	-	6,20	5,96	5,98	5,98
Sul	-	-	-	-	-	-	-	-	5,30	4,81	5,27	5,70
Nordeste	-	-	-	-	-	-	-	-	5,00	4,93	5,01	5,13
Norte	-	-	-	-	-	-	-	-	4,99	5,04	5,54	6,14

Quadro 3 -Custos marginais médios anuais (R\$/MWh) – para o Período - Conjuntural

Ano/ Subsistema	2002		2003		2004		2005		2006	
	Rev 2	Rev 1	Rev 2	Rev 1	Rev 2	Rev 1	Rev 2	Rev 1	Rev 2	Rev 1
SE/CO	6,03	16,93	9,47	28,78	8,66	26,04	8,43	24,11	8,46	32,26
Sul	5,27	15,65	8,37	21,61	7,11	22,18	7,87	21,84	7,05	26,60
Nordeste	5,02	4,46	22,51	17,18	10,86	14,22	13,52	13,91	16,01	24,31
Norte	5,43	6,12	10,12	11,89	8,66	18,59	9,62	18,95	8,21	36,72

Quadro 4 - Custos marginais médios anuais (R\$/MWh) – para o Período - Estrutural

Ano/ Subsistema	2002		2003		2004		2005		2006	
	Rev 2	Rev 1	Rev 2	Rev 1	Rev 2	Rev 1	Rev 2	Rev 1	Rev 2	Rev 1
SE/CO	4,45	18,87	4,05	13,68	3,27	15,26	2,96	14,81	11,50	40,30
Sul	2,00	11,64	2,78	9,44	2,33	12,56	3,03	14,46	8,55	31,64
Nordeste	1,76	3,99	2,91	5,99	3,02	6,63	4,47	6,12	19,06	20,85
Norte	1,97	1,65	2,33	3,29	2,38	4,22	15,52	4,26	12,31	15,42

3 PREMISSAS

Neste capítulo, são apresentados os principais dados utilizados na elaboração desta 2ª Revisão Quadrimestral, bem como referenciadas as demais informações complementares apresentadas nos anexos deste documento.

3.1 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, fornecidos pela ANEEL. Somente são considerados os empreendimentos para os quais não existam impedimentos para entrada em operação, de acordo com as premissas da Resolução Nº 109 da GCE, de 24 de janeiro de 2002.

O Anexo I contém o cronograma completo de obras, atualizado nesta 2ª Revisão Quadrimestral, até o ano de 2006.

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.

Os Quadros 5 e 6 apresentam, respectivamente, os empreendimentos que sofreram atraso ou antecipação de cronograma em relação àquele previsto na 1ª Revisão Quadrimestral, bem como a sua nova previsão. Com a antecipação da 3ª máquina da UTE Norte Fluminense, de 2004 para 2003, foram incorporados nesta revisão 158 MW.

Quadro 5- Usinas com atraso no cronograma

Usina	1ª Revisão Quadrimestral		2ª Revisão Quadrimestral	
	Data	Potência (MW)	Data	Potência (MW)
UHE Itapebi (UG2)	nov/2002	150,0	jan/2003	150,0
UHE Itapebi (UG3)	dez/2002	150,0	fev/2003	150,0
UHE Candonga (UG2)	dez/2003	47,0	jan/2004	47,0
UHE Corumbá IV	abr/2004	127,0	jan/2005	127,0
UTE Termorio (Bloco III – gás)	set/2002	246,5	jan/2003	246,5
UTE Três Lagoas (3 UGs da fase I)	set, nov e dez/2002	180,0	jan/2003	180,0

Quadro 6- Usinas com antecipação no cronograma

Usina	1ª Revisão Quadrimestral		2ª Revisão Quadrimestral	
	Data	Potência (MW)	Data	Potência (MW)
UTE Norte Fluminense (UG3)	jan/2004	158,0	out/2003	158,0

Nesta 2ª Revisão Quadrimestral foram incluídas 19 térmicas emergenciais (item 3.5), além da UTE Termocabo, que sofreu um acréscimo de potência em relação à 1ª Revisão de 48 MW para 94,6 MW, agregando no total 173,5 MW no Sudeste/Centro-Oeste e 1047,3 MW no Nordeste, conforme se visualiza no Quadro 7. Outros ajustes na potência contratada das emergenciais existentes, informados pela CBEE - Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial, resultaram em redução de aproximadamente 32 MW em 2002.

Dessa forma, foram acrescentados nesta 2ª Revisão Quadrimestral 1188,8 MW 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 619,8 MW em janeiro de 2005 e 569 MW em janeiro de 2006.

Quadro 7- Usinas Térmicas Emergenciais – CBEE – Contratos incluídos

Usina	Região	1ª Revisão Quadrimestral		2ª Revisão Quadrimestral	
		Data	Potência (MW)	Data	Potência (MW)
UTE Xavantes	SE	-	-	set/2002	48,0
UTE Ponta de Ubú		-	-	set/2002	40,0
UTE Cocal		-	-	set/2002	18,3
UTE PIE-RP		-	-	set/2002	4,66
UTE Arjona 45		-	-	set/2002	62,5
UTE Bahia I	NE	-	-	set/2002	20,92
UTE Rio Largo		-	-	set/2002	168,0
UTE Jardim		-	-	set/2002	60,0
UTE Breitener		-	-	set/2002	162,3
UTE Aracati		-	-	set/2002	11,4
UTE Carrapicho		-	-	set/2002	18,6
UTE Marituba		-	-	set/2002	15,5
UTE Peri Peri		-	-	set/2002	15,5
UTE Polo		-	-	set/2002	15,5
UTE Lagarto		-	-	set/2002	14,4
UTE Nordeste Generation		-	-	set/2002	221,4
UTE Parnamirim		-	-	set/2002	93,0
UTE Petrolina		-	-	set/2002	136,2
UTE Potiguar		-	-	set/2002	48,0
UTE Termocabo (*)		-	48,0	set/2002	94,6

(*) A usina sofreu alteração de potência – de 48 MW (1ª Revisão) para 94,6 MW (2ª Revisão)

Do Quadro 8 constam os empreendimentos cujas fases de ciclo combinado em 2004, por não apresentarem impedimentos para entrada em operação, conforme Relatório de Fiscalização da ANEEL, passaram a constar do conjunto de usinas termoelétricas consideradas na expansão. Isto representa um acréscimo de 497,6 MW na potência instalada em 2004.

Quadro 8- 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 Norte Fluminense (UG4 - vapor)	-	-	mar/2004	251,0
UTE Termorio (Bloco II - vapor)	-	-	fev/2004	123,3
UTE Termorio (Bloco II - vapor)	-	-	mai/2004	123,3

No Quadro 9 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. Isto representa um acréscimo na potência instalada de 426,8 MW em 2002 e de 812 MW em 2006.

Quadro 9- Usinas que passaram a ser consideradas na configuração

Usina	1ª Revisão Quadrimestral		2ª Revisão Quadrimestral	
	Data	Potência (MW)	Data	Potência (MW)
UHE Irapé	-	-	mar/2006	360,0
UHE Peixe Angical	-	-	jan/2006	452,0
UTE Canoas	-	-	set/2002	154,8
UTE Termoceará	-	-	set/2002	200,0
UTE Santa Adélia	-	-	set/2002	34,0
UTE Equipav	-	-	nov/2002	38,0

Do Quadro 10 constam os empreendimentos que, por apresentarem impedimentos para entrada em operação nas datas anteriormente previstas, conforme Relatório de Fiscalização da ANEEL, deixaram de constar do conjunto de usinas consideradas na expansão. Isto representa uma diminuição de 537,4 MW de potência em 2003.

Quadro 10- Usinas que deixaram de ser consideradas na configuração

Usina	1ª Revisão Quadrimestral		2ª Revisão Quadrimestral	
	Data	Potência (MW)	Data	Potência (MW)
UTE Nova Piratininga (ciclo combinado)	mar/2003	190,0	-	-
UTE Termoaçú	nov/2003	347,4	-	-

A usina de Angra II sofreu a seguinte alteração na potência considerada.

	1ª Revisão	2ª Revisão
UTE Angra II	1309 MW	1350 MW

Diferenças relativas à configuração do sistema existente na 1ª Revisão Quadrimestral e o considerado na configuração atual estão listadas a seguir:

	1ª Revisão	2ª Revisão
UHE Lajeado (UG2)	180,5 MW em 31/12/01	180,5 MW em 01/03/02
UHE Santa Clara (UG1)	20 MW em 31/12/01	20 MW em 20/02/02
UTE Macaé Merchant (UG6)	45 MW em 31/12/01	45 MW em 03/01/02
UTE Juiz de Fora	82 MW em 31/12/01	87 MW em 03/08/02

O Quadro 11 contém um resumo da evolução da potência instalada incremental, 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 2002. A Figura 1 mostra graficamente esta evolução.

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

Período	1ª Revisão Quadrimestral*, **					2ª Revisão Quadrimestral*, **, ***					
	UHE	UTE PPT	UTE Emerg	UTE Outras	Total	UHE	UTE PPT	UTE Emerg	UTE Outras	Total	
2002	1º Quad	890	360	70	0	1320	1091	449	271	0	1810
	2º Quad	1106	564	558	83	2311	918	558	905	158	2539
	3º Quad	1282	1053	0	0	2334	1170	1031	640	38	2878
Total 2002	3277	1977	628	83	5965	3178	2037	1816	196	7227	
2003	1º Quad	989	785	0	0	1320	1289	1021	0	0	2310
	2º Quad	150	247	0	0	3381	150	563	0	0	713
	3º Quad	778	1187	0	0	2334	731	681	0	0	14138
Total 2003	1917	2218	0	0	4135	2171	2265	0	0	4436	
2004	1º Quad	1325	0	0	0	1320	1308	374	0	0	1682
	2º Quad	549	0	0	0	3381	485	123	0	0	608
	3º Quad	434	0	0	0	2334	434	0	0	0	434
Total 2004	2308	0	0	0	2308	2227	497	0	0	2724	
2005	1º Quad	492	0	-263	0	1320	697	0	-882	0	-263
	2º Quad	375	0	0	0	3381	375	0	0	0	375
	3º Quad	605	0	0	0	2334	605	0	0	0	605
Total 2005	1472	0	-263	0	1209	1599	0	-882	0	717	
2006	1º Quad	942	0	-365	0	1320	1288	0	-934	0	354
	2º Quad	1278	0	0	0	3381	1631	0	0	0	1631
	3º Quad	0	0	0	0	2334	113	0	0	0	113
Total 2006	2220	0	-365	0	1856	3032	0	-934	0	2098	
Acumulado	11194	4195	0	83	15472	12207	4799	0	196	17202	

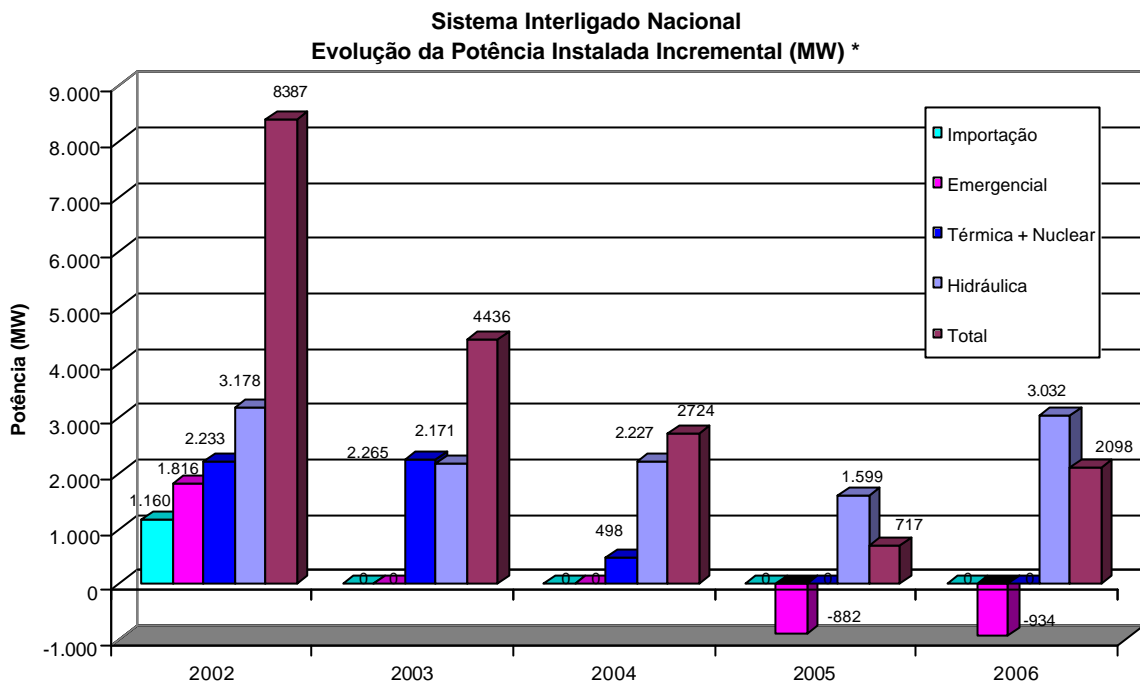
*Inclui valores verificados no 1º Quadr. de 2002.

**Não inclui a unidade 20 da UHE Itaipu.

***Inclui valores verificados no 2º Quadr. de 2002.

Comparando-se o acréscimo de potência entre a 1ª Revisão Quadrimestral e a 2ª Revisão Quadrimestral, verifica-se um significativo aumento de 1.730 MW, acumulado no período 2002/2006. Este crescimento, em grande parte, se deve à consideração nesta revisão das UHEs Irapé e Peixe Angical, onde as usinas hidráulicas representam 59% desta diferença. A consideração da segunda fase em ciclo combinado das UTEs Termorio e Norte Fluminense também contribuem para este acréscimo na 2ª Revisão Quadrimestral, onde as usinas térmicas representam 41% desta diferença.

Figura 1- Evolução da Potência Instalada Incremental (em MW)



* não inclui a unidade 20 da UHE Itaipu

3.2 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 2002. Estes critérios estão em consonância com a Resolução GCE Nº 109 e com os Procedimentos de Rede do ONS.

A relação das usinas em expansão no período 2002-2006 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 e sua localização.

Para complementar as informações, referentes aos aproveitamentos que compõem a configuração utilizada nesta 2ª Revisão Quadrimestral, foram elaborados os Anexos VII, VIII e IX que apresentam as principais características das Usinas Térmicas, das Usinas Hidráulicas e dos Reservatórios, respectivamente. Nestes anexos foram contempladas apenas 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 na 1ª Revisão Quadrimestral.

3.3 Evolução da Carga Própria

As previsões elaboradas pelo CTEM em conjunto com o ONS para a 2ª Revisão Quadrimestral do Planejamento Anual da Operação Energética de 2002 consideraram dois cenários de evolução da carga. O primeiro foi utilizado como base para os estudos de planejamento energético (Cenário de Referência) e o outro (Cenário de Mercado Alto), que considera a hipótese de uma recuperação mais acelerada dos níveis de consumo, foi utilizado em um estudo de sensibilidade ao mercado.

O Anexo IV contém os valores de carga de energia (Cenário de Referência) e de demanda instantânea e não simultânea, por subsistema, para o período 2002/2006. Destaca-se também, neste Anexo IV, os valores 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 540 MWmed, em média, no período 2002 a 2006.

Para estas projeções, além dos valores da carga realizados até julho de 2002, foi considerada a hipótese de um crescimento do PIB de 1,36% em 2002. É importante ressaltar que durante a 1ª Revisão do Planejamento Anual da Operação Energética o crescimento do PIB era estimado em 2,5% para 2002. Para os anos de 2003 a 2006, foram utilizadas as mesmas hipóteses de crescimento econômico (3,5% em 2003 e 4% de 2004 até 2006) e foram aplicados os mesmos índices de racionalização/substituição do consumo de energia no período 2002-2006.

O crescimento da economia considerado, aliado à permanência dos efeitos do racionamento no consumo de energia elétrica, mesmo após a suspensão das restrições impostas aos consumidores a partir de junho/2001, indicam, para o Cenário de Referência em 2002 uma carga de 39.321 MWmed para o SIN, 4,3% superior ao verificado no ano anterior.

Em relação às projeções elaboradas ainda antes do racionamento, estas últimas indicam para o ano 2006 um atraso superior a dois anos na realização da carga, ou o equivalente a cerca de 6.000 MWmed.

Na comparação entre a 1ª e a 2ª Revisão Quadrimestral, verifica-se uma variação da carga média anual entre os subsistemas conforme o Quadro 12 a seguir:

Quadro 12- Variação Percentual entre a 1ª e 2ª Revisão Quadrimestral – Carga Cenário de Referência

SUBSISTEMA / ANO	2002	2003	2004	2005	2006
Sudeste/Centro-Oeste	-4,9%	-3,7%	-4,1%	-4,1%	-4,1%
Sul	-4,3%	-4,1%	-2,6%	-2,6%	-2,7%
Nordeste	-5,7%	-4,7%	-4,7%	-4,7%	-4,7%
Norte	-1,6%	-0,9%	-0,7%	0,1%	1,8%

Do Quadro 12, pode-se observar que as regiões Sudeste/Centro-Oeste, Sul e Nordeste tiveram seus índices de crescimento reduzidos no período 2002 a 2006. Em relação à projeção anterior, este índice foi de aproximadamente 4,2%, 3,3% e 4,9%, respectivamente.

A região Norte, onde as indústrias eletro-intensivas lideraram a redução do consumo, praticamente não apresentou variações para o cenário de referência em relação àquele projetado originalmente.

O Quadro 13 apresenta a carga utilizada nesta 2ª Revisão Quadrimestral e aquela usada na 1ª Revisão Quadrimestral.

Quadro 13- Carga – Comparativo entre 1ª e 2ª Revisão Quadrimestral (em MWmed)

ANO	Sul		Sudeste		Nordeste		Norte		SIN	
	1ª Revisão	2ª Revisão	1ª Revisão	2ª Revisão	1ª Revisão	2ª Revisão	1ª Revisão	2ª Revisão	1ª Revisão	2ª Revisão
2002	6933	6751	25221	24422	5741	5527	2645	2621	40540	39321
2003	7313	7013	26772	25771	6169	5879	2810	2783	43064	41446
2004	7535	7335	28327	27163	6577	6267	2951	2931	45390	43696
2005	7858	7651	29764	28548	6917	6592	3087	3089	47626	45880
2006	8182	7964	31241	29976	7263	6922	3230	3287	49916	48149
Média	7564	7343	28265	27176	6533	6237	2945	2942	45307	43698

3.4 Classes Térmicas e Custos de Operação

Conforme metodologia adotada na representação a subsistemas equivalentes, as usinas termoelétricas são representadas através de classes térmicas de mesmo custo de operação e com características operativas semelhantes. Os custos considerados na 2ª Revisão do Planejamento Anual da Operação Energética para 2002 estão discriminados no Anexo II.

Ressalte-se, também, que os custos apresentados no Anexo II para as usinas que têm direito a reembolso pela CCC referem-se à operação das unidades térmicas a plena carga, o que representa uma situação de menor consumo específico. Para as demais usinas, o custo de operação é aquele declarado pelo Agente.

3.5 Geração Térmica Emergencial

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

Até a 1ª Revisão Quadrimestral, estavam incluídas 33 térmicas como recurso emergencial com geração já autorizada pela ANEEL, sendo 3 no Sudeste, agregando 105 MW de potência contratada, e 30 no Nordeste, agregando 522 MW de potência contratada.

Nesta 2ª Revisão Quadrimestral, foram incluídas as térmicas constantes do Quadro 14 como recurso emergencial com geração já autorizada pela ANEEL,

agregando no Sudeste e Nordeste, respectivamente, 174 MW e 1001 MW de potência contratada. Com isso, tem-se até esta 2ª Revisão Quadrimestral um total de 52 usinas térmicas de recurso emergencial, sendo 8 no Sudeste e 44 no Nordeste. O montante de potência contratada alcança 273 MW no Sudeste e 1543 MW no Nordeste, já considerando ajustes informados pela CBEE. Estes valores por usina, inclusive das que já entraram em operação nos dois primeiros quadrimestres, podem ser consultados no Anexo VII. As datas de fim de contrato das usinas emergenciais podem ser consultadas no Anexo I e seus custos de operação no Anexo II.

Quadro 14- Usinas Térmicas Emergenciais – Incluídas na 2ª Revisão Quadrimestral

USINA	EMPRESA	UF	TIPO	POTÊNCIA EFETIVA (MW)	DATA INÍCIO	DATA FIM
Xavantes	Aruanã	GO	DIESEL	48,00	16/07/02	31/12/05
Bahia I	Bahia I	BA	DIESEL	20,92	21/08/02	31/12/05
Ponta de Ubú Brasympe	Brasympe	ES	DIESEL	40,00	21/06/02	31/12/05
Rio Largo Brasympe	Brasympe	AL	DIESEL	168,00	05/08/02	31/12/05
Jardim Brasympe	Brasympe	SE	DIESEL	60,00	08/08/02	31/12/05
Breitener	Breitener	CE	DIESEL	162,30	01/09/02	31/12/04
Cocal	Cocal	SP	BAGACO	18,30	10/06/02	31/12/05
Aracati	Enguia Gen	CE	DIESEL	11,40	25/04/02	31/12/04
Carrapicho	GEBRA	SE	DIESEL	18,60	23/06/02	31/12/04
Marituba	GEBRA	AL	DIESEL	15,50	05/07/02	31/12/04
Peri Peri	GEBRA	AL	DIESEL	15,50	26/06/02	31/12/04
Polo	GEBRA	AL	DIESEL	15,50	09/06/02	31/12/04
Lagarto	GEBRA	SE	DIESEL	14,40	29/06/02	31/12/04
Itaenga (*)	Itaenga	PE	DIESEL/BAGAÇO	25,00	01/11/02	31/12/05
Nordeste Generation	Nordeste Generation	BA	OLEO	221,40	01/09/02	31/12/04
Parnamirim	Parnamirim	RN	DIESEL	93,00	06/07/02	31/12/04
Petrolina	Petrolina	PE	DIESEL	136,20	01/09/02	31/12/05
PIE-RP	PIE-RP	SP	BIOMASSA	4,66	06/08/02	31/12/04
Termelétrica Potiguar	Termelétrica Potiguar	RN	DIESEL	48,00	21/07/02	31/12/05
Arjona 45	Tractebel	MS	GAS	62,50	05/07/02	31/12/04

(*) A Usina atrasou seu cronograma em relação ao considerado na 1ª Revisão Quadrimestral

3.6 Limites de Intercâmbio Regionais

O Anexo III apresenta os limites mensais de intercâmbio entre subsistemas utilizados no modelo NEWAVE. Estes limites foram calculados em função de informações mais recentes sobre as obras de transmissão constantes deste anexo, empregando o critério de contingência simples, e considerando as restrições elétricas existentes na rede básica de transmissão do SIN que limitam, na prática, os intercâmbios de energia entre subsistemas.

3.6.1 Principais Alterações no Cronograma de Obras de Transmissão

Observando-se as principais obras do sistema de transmissão, apresentadas no Anexo III, cabe destacar as seguintes diferenças entre este cronograma e aquele

utilizado como base de cálculo dos limites para a 1ª Revisão Quadrimestral do Planejamento Anual da Operação Energética – 2002:

- Alterações no cronograma de implantação de diversos elementos associados à Interligação Sul-Sudeste e inclusão de novos elementos, especialmente no ano de 2005;
- Alterações no cronograma de implantação de diversos elementos associados à Interligação Norte-Nordeste e inclusão de novos elementos no ano de 2005;
- Alterações no cronograma de implantação da Interligação Norte-Sul II, de acordo com o Ofício nº 089/2002 da ANEEL, com início em outubro de 2003 e conclusão prevista para fevereiro de 2004.

3.6.2 Impactos Relevantes nos Limites de Intercâmbio

Além das alterações associadas ao ajuste do cronograma de obras de transmissão, os seguintes pontos se destacam como importantes na consideração dos limites de intercâmbio desta 2ª Revisão Quadrimestral:

1º) A geração das UHEs Lajeado e Peixe Angical, localizadas na região Sudeste/Centro-Oeste, concorrem com a alternativa de recebimento de energia através da interligação Norte-Sul. A representação desta concorrência no modelo NEWAVE reduz sensivelmente os limites de intercâmbio Imperatriz→Sudeste.

2º) As restrições internas no subsistema Sul, que acarretam violações locais, não foram consideradas na determinação dos limites de intercâmbio Sul/Sudeste, a partir do ano de 2003. Adotou-se como premissa que estas restrições seriam solucionadas.

3º) A região Sudeste/Centro-Oeste apresenta uma limitação para importação global de energia por razões de estabilidade dinâmica. Esta limitação restringe o recebimento simultâneo pelas interligações, em especial no patamar de carga leve. Buscando a minimização dos efeitos desta restrição, foi considerada a sazonalidade das aflúncias das regiões Norte e Sul na definição da priorização do recebimento do SE:

- Dez a Jun: prioriza o limite Imperatriz/SE (recebimento pela região Norte)
- Jul a Nov: prioriza o limite S/SE (recebimento pela região Sul)
- Para Dez/2002, Jan/2003 e Fev/2003 tem-se a inversão da priorização entre os dois recebimentos, pois, com base em estudos de fluxo de energia nas interligações, verificou-se uma baixa permanência entre Imperatriz/SE. Tal fato pode ser explicado pela necessidade da UHE Tucuruí chegar ao final de novembro com um armazenamento de 9% no seu reservatório, atrasando o reenchimento e, por conseguinte, prejudicando a sua característica exportadora. Além do exposto acima, a inversão da priorização nestes meses evita a restrição demasiada dos limites na interligação S/SE, cujo aumento se dará

a partir de março de 2003, quando da entrada em operação da LT 500 kV Batéias-Ibiuna.

4º) A região Nordeste apresenta uma limitação para importação global de energia por razões de estabilidade dinâmica. Esta limitação restringe o recebimento simultâneo pelas interligações, impondo limites adicionais ao recebimento proveniente das regiões Sudeste/Centro-Oeste.

5º) A região Norte apresenta limitação de recebimento por razões de estabilidade dinâmica, que acarreta uma diferença crescente entre os limites de importação (associados à carga da região Norte) e os limites de exportação (influenciados pela topologia da interligação).

3.7 Afluências

Foi utilizado o histórico de vazões médias mensais afluentes aos aproveitamentos no período 1931 a 1998.

Para simulação de diferentes cenários hidrológicos, foram utilizadas 2000 séries sintéticas de energias afluentes médias mensais, geradas pelo modelo GEVAZP (acoplado 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 2002.

3.8 Custo de Déficit e Taxa de Desconto

A taxa de desconto considerada nos estudos foi de 10% a.a., consoante dício SRG/ANEEL Nº 02/2001, de 15/01/2001.

Para representação do Custo de Déficit foi considerada nas simulações, conforme Resolução GCE Nº 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 15 a seguir:

Quadro 15 - 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

3.9 Modelo, Versão e Ordem Máxima do Modelo Estocástico

Foram realizadas simulações a sistema equivalente empregando o modelo NEWAVE na versão 10, bem como todos os módulos periféricos deste modelo

(GEVAZP, NEWDESP, NWLISTOP) consistentes com a referida versão. Apesar desta versão permitir que seja criado um novo subsistema para melhor representar a UHE Itaipu e suas interligações com o Sudeste/Centro-Oeste e Sul, não foi implementada pelo fato desta representação ainda não estar homologada pela ANEEL. Por orientação da ANEEL (Resolução Nº 202, de 06/06/2001), a ordem máxima do modelo estocástico deve ser igual a 6 (PAR(p), p=6).

3.10 Projetos de Importação de Energia

Na elaboração deste trabalho, foram considerados os projetos de importação de energia apresentados no Quadro 16. É importante destacar que, em relação à 1ª Revisão Quadrimestral do Planejamento Anual da Operação Energética – 2002, houve um acréscimo de 60 MW na Interligação Argentina I e conclusão da entrada em operação dos 1100 MW do projeto chamado Argentina II.

Quadro 16- Projetos de Importação de Energia

Projeto	Região de Interconexão	Potência (MW)	Data	Agente
Argentina I	Sul	1078	existente	CIEN
Argentina II	Sul	1100	existente	CIEN

3.11 Níveis de Armazenamentos Iniciais

Foram utilizados os níveis de armazenamento dos reservatórios individuais, projetados para 31/08/2002. Os níveis correspondentes de energia armazenada por região são apresentados no Quadro 17.

Quadro 17- Energia Armazenada no SIN

ENERGIA ARMAZENADA	31/08/2002
Sul	58,7% EA _{MAX}
Sudeste/Centro-Oeste	54,4% EA _{MAX}
Norte	42,8% EA _{MAX}
Nordeste	41,3% EA _{MAX}
Tucuruí	52,3% EA _{MAX}

3.12 Volumes de Espera

No Anexo V são apresentados os valores de volumes de espera, em percentual do volume útil, considerados no modelo NEWAVE para esta 2ª Revisão Quadrimestral. Estes valores foram obtidos a partir do Plano Anual de Prevenção de Cheias – Ciclo 2001/ 2002 (ONS RE 3/040/02) e coincidem com os valores adotados no Planejamento Anual da Operação Energética – 2002 e na sua 1ª Revi-

são Quadrimestral. Exceção se faz ao mês de outubro de 2002 para as bacias dos rios Grande, Paranaíba, Tietê, Parnaíba e Paraíba do Sul, que até o Programa Mensal de Operação de agosto de 2002 não previam alocação de volume de espera e, a partir desta revisão, consideram o mesmo valor adotado para novembro de 2002. Conseqüentemente, as premissas que balizaram a adoção destes valores para o Planejamento Anual da Operação Energética – 2002 são mantidas e podem ser consultadas no mesmo documento (ONS RE 3/010/2002).

3.13 Restrições Operativas Hidráulicas

No Anexo VI são listadas as restrições operativas hidráulicas consideradas no modelo NEWAVE para esta 2ª Revisão Quadrimestral do Planejamento Anual da Operação Energética. A base destas informações é a minuta do relatório ONS de 13/08/2002 “Inventário das Restrições Operativas Hidráulicas dos Aproveitamentos Hidrelétricos”. A utilização destas informações segue recomendação constante nos Procedimentos de Rede, Submódulo 7.2 (Elaboração do Planejamento Anual da Operação Energética), que no seu item 3.1 (Responsabilidades do Operador Nacional do Sistema Elétrico) orienta quanto à utilização dos valores informados no Submódulo 9.9 (Atualização de Restrições Operativas Hidráulicas de Reservatórios). As restrições do rio Paraíba do Sul, constantes na Portaria nº 22 do DNAEE, são contempladas neste relatório.

Além destas restrições, foi adotada uma curva de volumes de espera para representar o esvaziamento que será imposto ao reservatório da UHE Tucuruí, como parte do programa de Retrofit, informado pela ELETRONORTE. Este procedimento, segundo orientação da mesma empresa (Cartas 2.80.026/2002, de 28 de junho de 2002 e CCA 044-07/02, de 11 de julho de 2002), requer um nível de armazenamento de 9% (cota 55m) em meados de novembro de 2002. A curva adotada para representar o esvaziamento requerido para atingir esta cota é apresentada a seguir e foi calculada a partir de estudos com simulações para diferentes séries hidrológicas, e que pode ser encontrado na Nota Técnica ONS - DPP/3/043/2002.

	Volumes Máximos a serem atingidos no reservatório como percentual do volume útil
Setembro de 2002	40%
Outubro de 2002	20%
Novembro de 2002	9%
Dezembro de 2002	100%

Para adequar a consideração de volumes de espera no sistema equivalente Norte, foi adotado um volume de espera para a UHE Serra da Mesa Fictícia, localizada no Norte (limitada a 55% do V.U. da usina representada na região Sudeste). O valor utilizado foi o de 35% do seu volume útil, de maneira a limitar-se o volume ao armazenamento atual, para evitar armazenamentos indevidos no reservatório fictício.

4 ESTUDOS ENERGÉTICOS

4.1 Introdução

O principal objetivo dos estudos de avaliação energética nesta 2ª Revisão Quadrimestral é analisar as condições de atendimento à carga do SIN e em seus subsistemas ao longo do horizonte de planejamento, destacando-se, com maior ênfase, o período que vai de setembro a dezembro de 2002, em base mensal, e o ano de 2003. Procura-se detectar alterações importantes, comparativamente à 1ª Revisão, que de alguma forma venham indicar as reais condições de atendimento ao mercado, sob uma visão conjuntural.

4.2 Análise das Condições de Atendimento

As condições de atendimento ao SIN foram avaliadas por meio de simulações a subsistemas equivalentes, no horizonte de setembro de 2002 até dezembro de 2006, utilizando-se tanto o histórico de vazões afluentes quanto um conjunto de 2000 séries sintéticas de energias afluentes.

Para efeito destas avaliações, foram procedidas alterações em função da atualização da configuração futura em relação à 1ª Revisão Quadrimestral do Planejamento Anual da Operação Energética - Ano 2002, bem como em função da nova projeção do mercado de referência e condições de armazenamento nos reservatórios do SIN.

Há que se considerar, nos resultados, a forte influência do racionamento nas novas projeções do mercado, bem como a desaceleração do crescimento econômico em 2002. Nos resultados apresentados a seguir, verificam-se condições de atendimento satisfatórias, tanto com relação aos riscos de déficits calculados como aos custos marginais de operação em todo o período de estudo.

4.2.1 Análise com Séries Sintéticas

Para 2002, a análise conjuntural com séries sintéticas indica que todos os subsistemas não apresentam risco de déficit para qualquer profundidade.

Para os demais anos do estudo, 2003/2006, as condições de atendimento energético indicam riscos de déficits que se situam em patamares aceitáveis, atingindo um risco máximo para qualquer déficit de 6,1% para a região Nordeste em 2003.

Os déficits observados na região Nordeste são todos de pequena magnitude, conforme pode ser constatado pelas estatísticas de probabilidades de déficits médios anuais maiores do que 5% e 10% da carga, respectivamente. Pequenos déficits, que tendem a ocorrer com maior frequência, são resultantes da política de operação, que hoje utiliza uma função de custo do déficit, variável com a profundidade da carga, conjugada à operação com racionamentos preventivos.

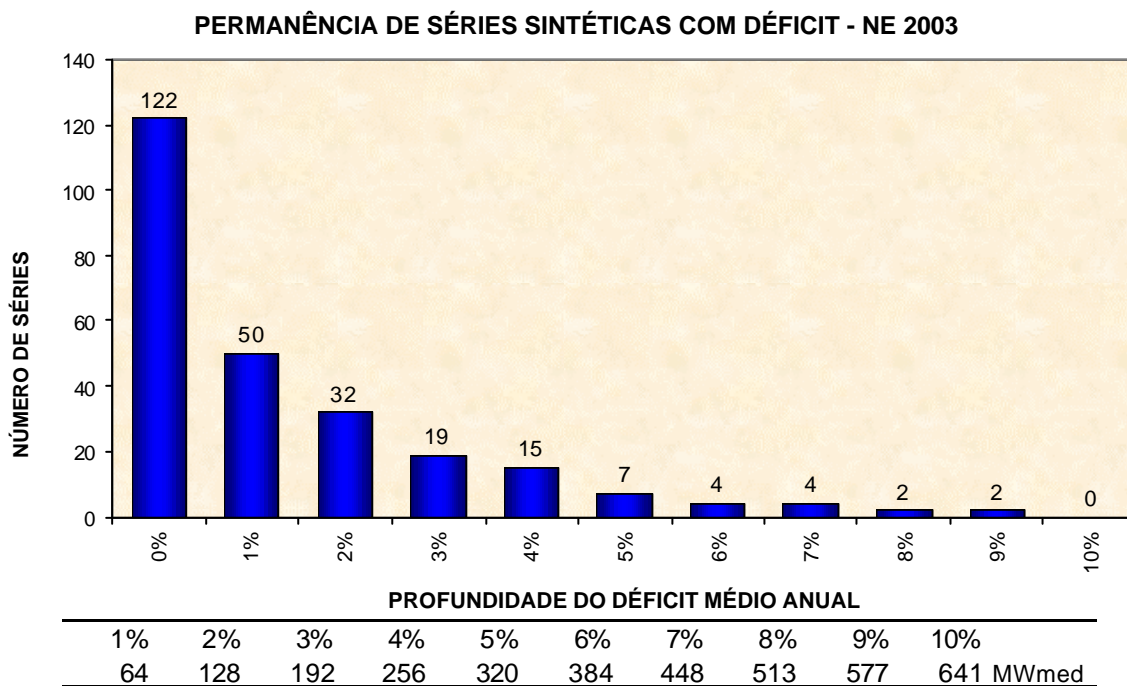
O Quadro 18 apresenta os resultados de riscos calculados nesta análise com séries sintéticas.

Quadro 18- Riscos de Déficit Conjunturais com Séries Sintéticas (%)

SUBSISTEMA / ANO	2002	2003	2004	2005	2006
SUL					
PROB (Qualquer Déficit)	0,0	0,4	0,4	0,4	0,3
PROB (Déficit > 5% Carga)	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1
PROB (Déficit > 10% Carga)	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0
SUDESTE/CENTRO-OESTE					
PROB (Qualquer Déficit)	0,0	0,7	0,5	0,5	0,5
PROB (Déficit > 5% Carga)	0,0	0,0	0,1	0,2	0,1
PROB (Déficit > 10% Carga)	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0
NORTE					
PROB (Qualquer Déficit)	0,0	1,1	0,9	1,4	0,9
PROB (Déficit > 5% Carga)	0,0	0,3	0,1	0,2	0,1
PROB (Déficit > 10% Carga)	0,0	0,1	0,0	0,1	0,1
NORDESTE					
PROB (Qualquer Déficit)	0,0	6,1	2,5	2,7	3,1
PROB (Déficit > 5% Carga)	0,0	0,4	0,2	0,3	0,3
PROB (Déficit > 10% Carga)	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1

A Figura 2 apresenta a distribuição dos déficits na região Nordeste em 2003, quando o risco de qualquer déficit é igual a 6,1%

Figura 2- Permanência de séries sintéticas com déficit – Nordeste 2003



Observa-se então que apesar do risco de qualquer déficit ser igual a 6,1%, poucas séries (7 em 122 séries) resultariam em déficits médios anuais superiores a 5% da carga média anual. Além disso, o maior déficit observado (2 séries) corresponderia a 577 MW médios (9% da carga do Nordeste), o que, na prática, poderia ser evitado, por exemplo, através de políticas de intercâmbios e despacho de geração térmica específicos para este objetivo.

De uma maneira geral, a análise com séries sintéticas vem demonstrar que as condições de atendimento ao SIN encontram-se em níveis aceitáveis, em se mantendo as premissas de oferta e mercado consideradas nesta 2ª Revisão Quadrimestral, dado que os riscos, além de serem inferiores a 5 % estão associados a déficits de pequena profundidade.

Comparativamente aos resultados apresentados no relatório do Planejamento Anual da Operação Energética - Ano 2002 – 1ª Revisão Quadrimestral, verifica-se um decréscimo dos riscos de déficits no período 2002-2006 nas regiões Sul, Sudeste/Centro-Oeste e Norte. Em contrapartida, no subsistema Nordeste houve um pequeno crescimento dos riscos no período, porém, de pouca significância, em razão de suas profundidades.

4.2.2 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 nenhum subsistema apresentaria déficit no período de 2002 até 2004. Em 2005, as regiões Norte e Nordeste apresentariam déficits, tendo como maior valor anual 12MWmed e 162 MWmed, respectivamente. Em 2006, somente a região Norte não apresentaria déficit. Quanto às regiões Sul, Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste, apresentariam déficits em 2006, tendo como maior valor anual 24MWmed, 27MWmed e 216 MWmed, respectivamente .

Os maiores déficits apresentados, em relação à carga, foram obtidos com as séries do histórico de vazões de 1955 no Norte, 1954 no Nordeste e 1956 no Sul e Sudeste/Centro-Oeste.

Estes déficits representaram no Nordeste 2,3% em 2005 e 2,9% em 2006.

Para a região Sul, o percentual da carga obtido é de 0,3% em 2006, e no Sudeste/Centro-Oeste é de 0,1% também em 2006.

Para a região Norte, o maior déficit anual verificado foi para o ano de 2005 com 0,4% da carga.

Outros resultados podem ser observados nos Quadros 19 a 24.

Quadro 19- Maior Déficit Anual com séries históricas (%)

Subsistema	2002		2003		2004		2005		2006	
	Maior déficit	Nº séries C/déficit	Maior déficit	Nº séries C/déficit	Maior déficit	Nº séries C/déficit	Maior déficit	Nº séries C/déficit	Maior déficit	Nº séries C/déficit
SUL	-	-	-	-	-	-	-	-	0,3%	1
SE/CO	-	-	-	-	-	-	-	-	0,1%	1
NORTE	-	-	-	-	-	-	0,4%	1	-	-
NE	-	-	-	-	-	-	2,3%	3	2,9%	3

Quadro 20- Déficits conjunturais com séries históricas em MWmed – Ano 2002

OCORRÊNCIA	SUL	SUDESTE/CENTRO-OESTE	NORTE	NORDESTE
Maior Déficit Anual	Sem Déficit	Sem Déficit	Sem Déficit	Sem Déficit
Maior Déficit Anual (% da Carga)	-	-	-	-
Série de Maior Déficit	-	-	-	-
Número de Séries com Déficits	Nenhuma Série	Nenhuma Série	Nenhuma Série	Nenhuma Série
Número de Séries com Déficits (%)	-	-	-	-
Média dos Déficits (Séries c/Déficit)	-	-	-	-
Média dos Déficits (% da Carga)	-	-	-	-
Média dos Déficits (Série Histórica)	-	-	-	-
Média dos Déficits (% da Carga)	-	-	-	-

Quadro 21- Déficits conjunturais com séries históricas em MWmed – Ano 2003

OCORRÊNCIA	SUL	SUDESTE/CENTRO-OESTE	NORTE	NORDESTE
Maior Déficit Anual	Sem Déficit	Sem Déficit	Sem Déficit	Sem Déficit
Maior Déficit Anual (% da Carga)	-	-	-	-
Série de Maior Déficit	-	-	-	-
Número de Séries com Déficits	Nenhuma Série	Nenhuma Série	Nenhuma Série	Nenhuma Série
Número de Séries com Déficits (%)	-	-	-	-
Média dos Déficits (Séries c/Déficit)	-	-	-	-
Média dos Déficits (% da Carga)	-	-	-	-
Média dos Déficits (Série Histórica)	-	-	-	-
Média dos Déficits (% da Carga)	-	-	-	-

Quadro 22- Déficit conjunturais com séries históricas em MWmed – Ano 2004

OCORRÊNCIA	SUL	SUDESTE/CENTRO-OESTE	NORTE	NORDESTE
Maior Déficit Anual	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 (Séries c/Déficit)	-	-	-	-
Média dos Déficit (% da Carga)	-	-	-	-
Média dos Déficit (Série Histórica)	-	-	-	-
Média dos Déficit (% da Carga)	-	-	-	-

Quadro 23- Déficit conjunturais com séries históricas em MWmed – Ano 2005

OCORRÊNCIA	SUL	SUDESTE/CENTRO-OESTE	NORTE	NORDESTE
Maior Déficit Anual	Sem Déficit	Sem Déficit	12	162
Maior Déficit Anual (% da Carga)	-	-	0,4%	2,3%
Série de Maior Déficit	-	-	1955	1954
Número de Séries com Déficit	Nenhuma Série	Nenhuma Série	1	3
Número de Séries com Déficit (%)	-	-	1%	4%
Média dos Déficit (Séries c/Déficit)	-	-	12	99
Média dos Déficit (% da Carga)	-	-	0,4%	1,4%
Média dos Déficit (Série Histórica)	-	-	0	4
Média dos Déficit (% da Carga)	-	-	0,0%	0,1%

Quadro 24- Déficit conjunturais com séries históricas em MWmed – Ano 2006

OCORRÊNCIA	SUL	SUDESTE/CENTRO-OESTE	NORTE	NORDESTE
Maior Déficit Anual	24	27	Sem Déficit	216
Maior Déficit Anual (% da Carga)	0,3%	0,1%	-	2,9%
Série de Maior Déficit	1956	1956	-	1954
Número de Séries com Déficit	1	1	Nenhuma Série	3
Número de Séries com Déficit (%)	1%	1%	-	4%
Média dos Déficit (Séries c/Déficit)	24	27	-	90
Média dos Déficit (% da Carga)	0,3%	0,1%	-	1,2%
Média dos Déficit (Série Histórica)	0	0	-	4
Média dos Déficit (% da Carga)	0,0%	0,0%	-	0,1%

Comparativamente aos resultados apresentados anteriormente na 1ª Revisão Quadrimestral, verifica-se uma significativa diminuição do valor médio dos déficits calculados com o histórico de vazões nas séries que apresentaram déficits.

A diferença de maior relevância encontra-se na região Sudeste/Centro-Oeste no ano de 2006, onde se verificou déficit médio de 27 MWmed contra um valor de 1892 MWmed verificado na revisão anterior.

4.3 Custos Marginais de Operação

O Custo Marginal de Operação – CMO foi calculado a partir de simulações a subsistemas equivalentes interligados, utilizando 2000 séries sintéticas de energias afluentes, empregando o modelo NEWAVE. As simulações têm início em 01 de setembro de 2002 e utilizam uma função de custo de déficit de energia em patamares.

O Quadro 25 apresenta estimativas em base média mensal do CMO de cada subsistema, para o restante de 2002. Os valores apresentados são meramente indicativos e é importante lembrar que foram obtidos através de simulação sem consideração de um período estático inicial e, portanto, as condições iniciais de reservatório e a hidrologia tiveram forte influência neste resultado conjuntural para 2002.

Quadro 25- Custos marginais médios mensais (R\$/MWh) – Ano 2002 – Conjuntural

Subsistema	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
SE/CO	-	-	-	-	-	-	-	-	6,20	5,96	5,98	5,98
Sul	-	-	-	-	-	-	-	-	5,30	4,81	5,27	5,70
Nordeste	-	-	-	-	-	-	-	-	5,00	4,93	5,01	5,13
Norte	-	-	-	-	-	-	-	-	4,99	5,04	5,54	6,14

Com relação ao CMO conjuntural apresentado na visão de maio de 2002, verifica-se que os valores mensais aqui calculados a partir de setembro de 2002 apresentaram uma diminuição em todas as regiões do SIN. Da mesma forma, o CMO médio anual do período, apresentado no Quadro 26, também indica valores menores em todo o período de 2002 a 2006, com exceção da região Nordeste, que apresenta um CMO médio em 2003 de R\$22,51/MWh, pouco acima dos R\$17,18/MWh calculado na revisão anterior.

Quadro 26- Custos marginais médios anuais (R\$/MWh) – para o período – Conjuntural

Subsistema	2002	2003	2004	2005	2006
SE/CO	6,03	9,47	8,66	8,43	8,46
Sul	5,27	8,37	7,11	7,87	7,05
Nordeste	5,02	22,51	10,86	13,52	16,01
Norte	5,43	10,12	8,66	9,62	8,21

No Quadro 27 é apresentado o CMO médio anual para o período de 2002 a 2006, sob a ótica estrutural, dada a atual configuração de carga e geração.

Quadro 27- Custos marginais médios anuais (R\$/MWh) – para o período – Estrutural

Subsistema	2002	2003	2004	2005	2006
SE/CO	4,45	4,05	3,27	2,96	11,50
Sul	2,00	2,78	2,33	3,03	8,55
Nordeste	1,76	2,91	3,02	4,47	19,06
Norte	1,97	2,33	2,38	15,52	12,31

Como esperado, os valores anuais apresentados vêm ratificar a tendência de decréscimo, com resultados abaixo daqueles calculados na 1ª Revisão Quadrimestral do Planejamento Anual da Operação Energética - Ano 2002, ficando bem abaixo do Valor Normativo – VN, de R\$72,35/MWh.

Comparando-se estes resultados com aqueles calculados em maio de 2002, verifica-se uma diminuição significativa em todos os subsistemas. Em termos percentuais, os subsistemas Sul e Sudeste/Centro-Oeste foram os que tiveram maior queda dos custos marginais de operação, representada por um percentual médio de 78%, no período de 2002 a 2006. Esta queda em todas as regiões se explica pela consideração de novas premissas de carga e oferta que nortearam esta 2ª Revisão Quadrimestral, em especial na redução das projeções de carga para o período.

4.4 Benefícios Marginais 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 submercados.

O conhecimento deste valor pode sinalizar a vantagem em se expandir as interligações entre submercados, 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 (2002 a 2006). A análise do cronograma de obras previstas para os intercâmbios entre as regiões resultou em um período de dois anos, compreendido entre janeiro de 2005 e dezembro de 2006.

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/2002.

No Quadro 28 são apresentados os valores de benefício marginal, obtidos nesta 2ª Revisão Quadrimestral.

Quadro 28 - Benefício Marginal de Transmissão

Interligação	Benefício Marginal (setembro/2002) (R\$/MW)
Sudeste <---> Sul	22.891,00
Sudeste <---> Imperatriz	44.503,84
Norte <---> Imperatriz	98.650,78
Nordeste <---> Imperatriz	72.534,19
Sudeste <---> Nordeste	98.032,12

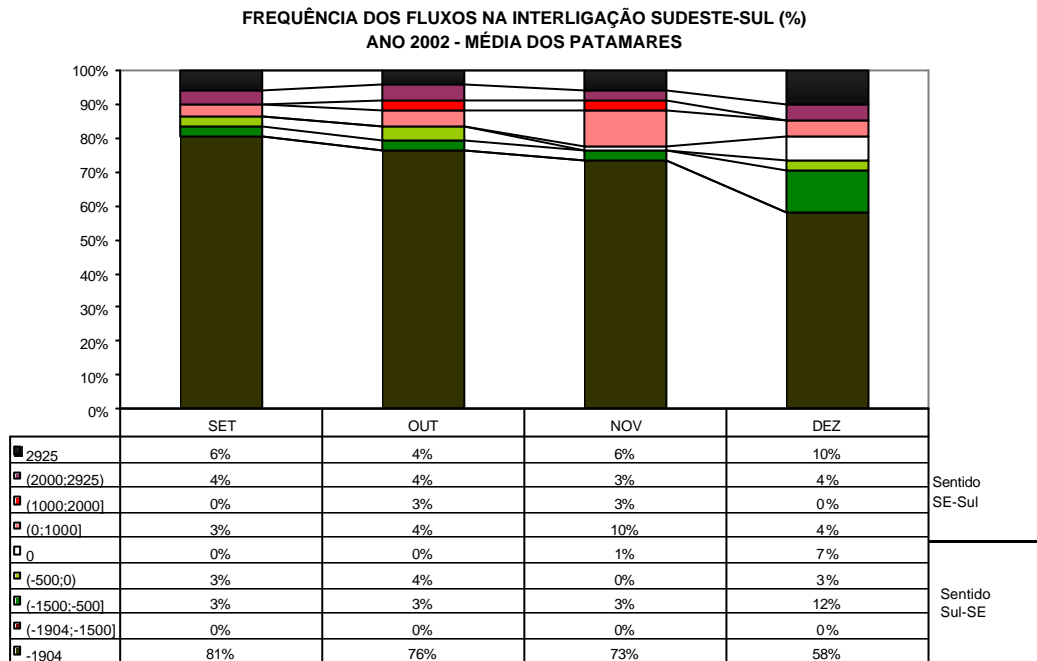
O produto do benefício marginal, apresentado no Quadro 28, pelo acréscimo de capacidade de intercâmbio em MW relativa a cada interligação, proporcionado pela implantação/antecipação de uma nova linha de transmissão, deverá ser comparado com o custo total deste empreendimento. O resultado desta análise 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.

Comparativamente aos valores de benefício marginal de transmissão, calculados na revisão anterior, se verifica uma redução dos benefícios nesta 2ª Revisão. Com exceção da interligação entre a região Norte e Imperatriz, que teve seu benefício aumentado, destacam-se os intercâmbios entre as regiões Sudeste/Centro-Oeste e demais regiões do SIN que sofreram significativa redução. A principal razão para redução dos benefícios marginais de transmissão, nesta revisão, é o aumento de oferta e a redução do mercado projetado para o período.

4.5 Curvas de Permanência de Intercâmbio

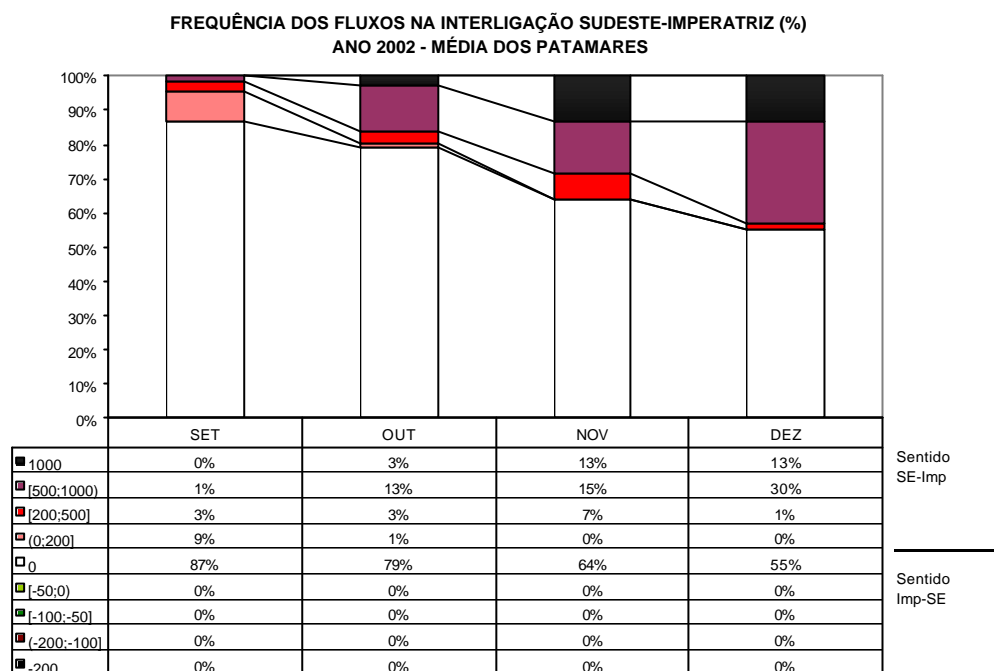
As Figuras 3 a 6 a seguir apresentam uma estimativa de intercâmbios de energia entre subsistemas para o restante de 2002. Estes valores representam as frequências relativas dos intercâmbios médios mensais de energia, obtidos a partir de simulações com séries históricas. Comparativamente aos resultados apresentados na visão de maio de 2002, estes resultados confirmam as tendências descritas anteriormente na 1ª Revisão Quadrimestral do Planejamento Anual da Operação Energética – Ano 2002.

Figura 3 - Permanência de Intercâmbio na Interligação Sudeste-Sul - 2002



Para a macro-região Sul/Sudeste/Centro-Oeste (Figura 3), os fluxos predominam no sentido Sul - Sudeste. Entre 58% a 81% dos casos analisados no período de setembro a dezembro de 2002, o intercâmbio resultou em valores máximos, situando-se em 1904 MWmed. No sentido Sudeste - Sul a estimativa foi de um intercâmbio também elevado, ocorrendo nos meses de setembro a dezembro em cerca de 13% a 22% das séries simuladas, atingindo o máximo de 2925 MWmed somente entre 4% a 10% das séries. Os resultados de permanência apresentados vêm indicar uma tendência de equilíbrio no fluxo de energia entre os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul, confirmando a característica de complementaridade energética entre eles.

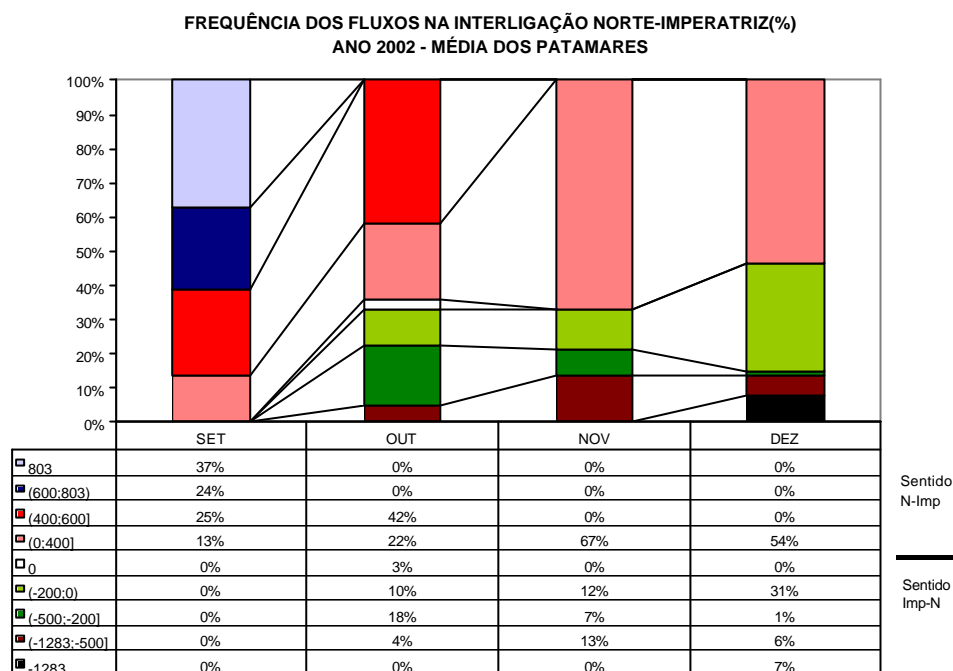
Figura 4 - Permanência de Intercâmbio na Interligação Sudeste-Imperatriz - 2002



Conforme se verifica na Figura 4, no sentido Imperatriz – Sudeste não há intercâmbios durante os meses de setembro a dezembro, devido à restrição de máximo recebimento do Sudeste priorizar o recebimento de energia proveniente da região Sul. Além disso, cabe ressaltar que o intercâmbio está limitado devido também à UHE Lajeado ser uma usina do Sudeste/Centro-Oeste, cuja geração concorre com a alternativa de recebimento de energia através da interligação Norte-Sul. No sentido Sudeste – Imperatriz, o fluxo foi máximo nos meses de novembro e dezembro em 13% das séries. O intercâmbio foi maior que 500 MW-med em 28% e 43% das séries, respectivamente, nos meses de novembro e dezembro. De setembro a dezembro o fluxo é nulo entre 55% e 87% dos casos analisados. Ainda no sentido Sudeste-Imperatriz, observa-se a ocorrência de fluxo em 20%, 35% e 44% das séries, respectivamente, nos meses de outubro, novembro e dezembro.

Para os meses restantes do ano 2002, as simulações realizadas indicaram o subsistema Norte exportador durante praticamente todo o ano (vide Figura 5), tendo o Nordeste como principal mercado consumidor da produção do Norte.

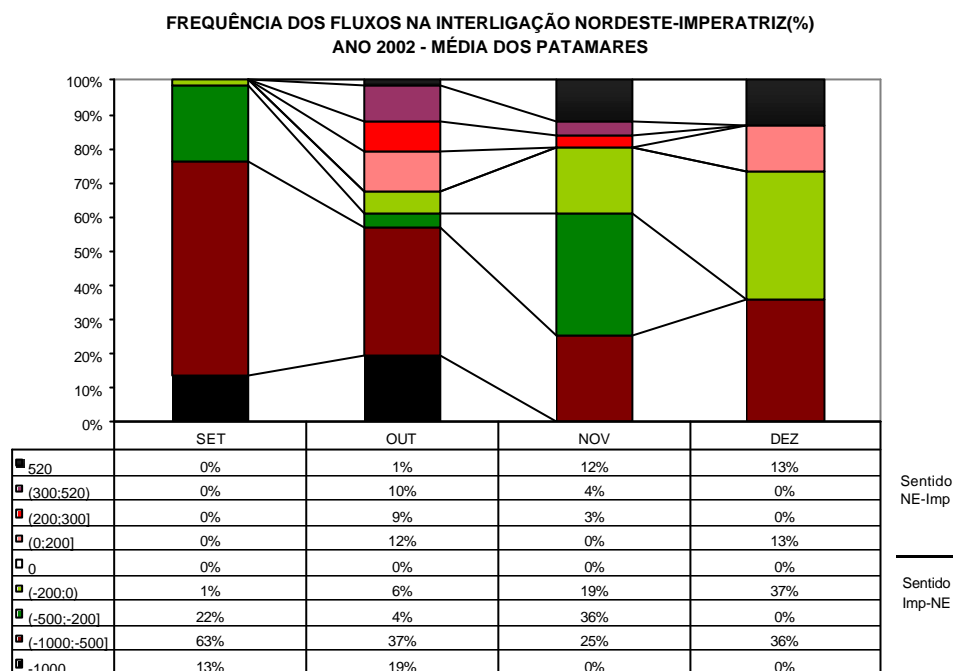
Figura 5 - Permanência de Intercâmbio na Interligação Norte-Imperatriz - 2002



O valor do intercâmbio no sentido Norte – Imperatriz, em setembro de 2002, foi máximo (803 MWmed) em 37% dos casos analisados e acima de 400 MWmed em 86% das séries. Neste mesmo mês, o Norte é exportador em 100% das séries. Em outubro, em 42% das séries o intercâmbio se situou entre 400 MWmed e 600 MWmed. Já nos meses de novembro e dezembro, respectivamente, 67% e 54% das séries apresentaram fluxos abaixo de 400 MWmed neste sentido da interligação. No sentido Imperatriz-Norte, o máximo intercâmbio permitido não é atingido nos meses de setembro, outubro e novembro. Em dezembro, em 45% das séries o fluxo se dá neste sentido, porém apenas em 7% das séries o limite da interligação é atingido.

A região Nordeste foi predominantemente importadora (vide Figura 6). A análise das simulações mostrou que no sentido Imperatriz – Nordeste o intercâmbio acima de 500 MWmed nos meses de setembro a dezembro ficaram bastante reduzidos quando comparados à 1ª Revisão Quadrimestral. Isto pode ser justificado pela meta de armazenamento de 9% em meados de novembro que foi imposta à UHE Tucuruí, o que afeta sua capacidade de exportação para o Nordeste nos meses analisados. No sentido Nordeste-Imperatriz, os fluxos foram acima de 300 MWmed nos meses de outubro a dezembro com percentuais baixos, em torno de 11% a 16% dos casos.

Figura 6 - Permanência de Intercâmbio na Interligação Nordeste-Imperatriz - 2002



A interligação Sudeste-Nordeste, com data de entrada prevista para 2003, está fora do horizonte de estudo do período aqui analisado (restrito ao ano 2002).

4.6 Atendimento à Demanda Instantânea em 2002

Neste item, apresenta-se uma análise sucinta sobre as condições de atendimento à ponta instantânea não coincidente para as macro-regiões Sul/Sudeste/Centro-Oeste e Norte/Nordeste, considerando a revisão da previsão da carga de demanda para o período setembro/dezembro de 2002.

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

- Recebimento da potência contratada da ITAIPU em 2002, para a macro-região Sul/Sudeste/Centro-Oeste, conforme valores do Anexo X do Planejamento Anual da Operação Energética – Ano 2002;
- Manutenções de usinas hidráulicas e térmicas conforme informado pelos agentes, constantes do Anexo VIII do Planejamento Anual da Operação Energética – Ano 2002, sendo atualizadas as manutenções para as regiões Norte-Nordeste com dados enviados para a 2ª Revisão Quadrimestral/2002;
- Consideração de índices de indisponibilidade forçada (TEIF);
- Perdas por deplecionamento nos subsistemas, estimadas segundo perfis típicos, com base nos armazenamentos médios da simulação a sistemas equivalentes com as séries históricas de afluições;

- Requisito de demanda máxima instantânea e não-coincidente por macro-região previsto pelo CTEM/CCPE e ONS – cenário de referência (Anexo IV);
- Volumes máximos de armazenamento para a UHE Tucuruí para possibilitar serviços de Retrofit/obras de expansão de máquinas (Tucuruí II), conforme carta nº 044-07/02 da Eletronorte, de 11/07/02: set/02 = 40%, out/02 = 20% e nov/02 = 9%;
- Considerado um acréscimo de 5% na demanda prevista, como fator de segurança (“reserva de potência”).

Os resultados do estudo estão apresentados, de forma resumida, nas tabelas 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. A região que apresentou maior dificuldade para atendimento à ponta foi a região Norte, especificamente para os meses de outubro e novembro, o que implicou em necessidade de importação de energia da região Nordeste (aproximadamente 400/500 MW, para outubro/novembro, respectivamente), sem, entretanto, acarretar déficit de ponta na região Nordeste. Os intercâmbios entre as regiões S-SE 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.

Quadro 29- Atendimento à Ponta Instantânea (MW) – S/SE/CO – Setembro a Dezembro/2002

BALANÇO DE DEMANDA INSTANTÂNEA (MW) SETEMBRO a DEZEMBRO/2002

MÊS	CAPACIDADE INSTALADA				PERDAS POR DEPLECIONAMENTO	MANUTENÇÃO			DISP. LIQUIDA	CARGA MÁXIMA	RESERVA DE POTÊNCIA	SALDO	INTERC. N -> SE	RESERVA GLOBAL
	HIDRO		TERMO	TOTAL		HIDRO	TERMO	TOTAL						
	S/SE-CO	ITAIPU												
SET	42.326	10.071	10.579	62.976	2.285	2530	391	2.921	57.770	41.739	2.087	13.945	0	16.031
OUT	42.600	10.056	10.579	63.236	2.278	2677	324	3.000	57.958	40.854	2.043	15.060	0	17.103
NOV	43.019	10.069	10.617	63.705	2.300	2038	413	2.451	58.954	40.184	2.009	16.760	0	18.769
DEZ	43.158	10.026	11.087	64.271	2.067	763	1127	1.890	60.314	40.178	2.009	18.127	0	20.136

Quadro 30- Atendimento à Ponta Instantânea (MW) – NNE – Setembro a Dezembro/2002

BALANÇO DE DEMANDA INSTANTÂNEA (MW) SETEMBRO a DEZEMBRO/2002

MÊS	CAPACIDADE INSTALADA			PERDAS POR DEPLECIONAMENTO	MANUTENÇÃO			DISP. LIQUIDA	CARGA MÁXIMA	RESERVA DE POTÊNCIA	SALDO	INTERC. N -> SE	RESERVA GLOBAL
	HIDRO	TERMO	TOTAL		HIDRO	TERMO	TOTAL						
SET	14.415	2.271	16.686	1.049	1233	174	1.407	14.230	10.086	504	3.640	0	4.144
OUT	14.415	2.271	16.686	1.449	1023	290	1.313	13.924	9.987	499	3.437	0	3.937
NOV	14.565	2.296	16.861	1.839	572	290	862	14.160	9.995	500	3.665	0	4.165
DEZ	14.715	2.296	17.011	1.054	572	290	862	15.096	10.080	504	4.512	0	5.016

Figura 7- Balanço de Demanda Instantânea - S/SE/CO - Setembro a Dezembro/2002

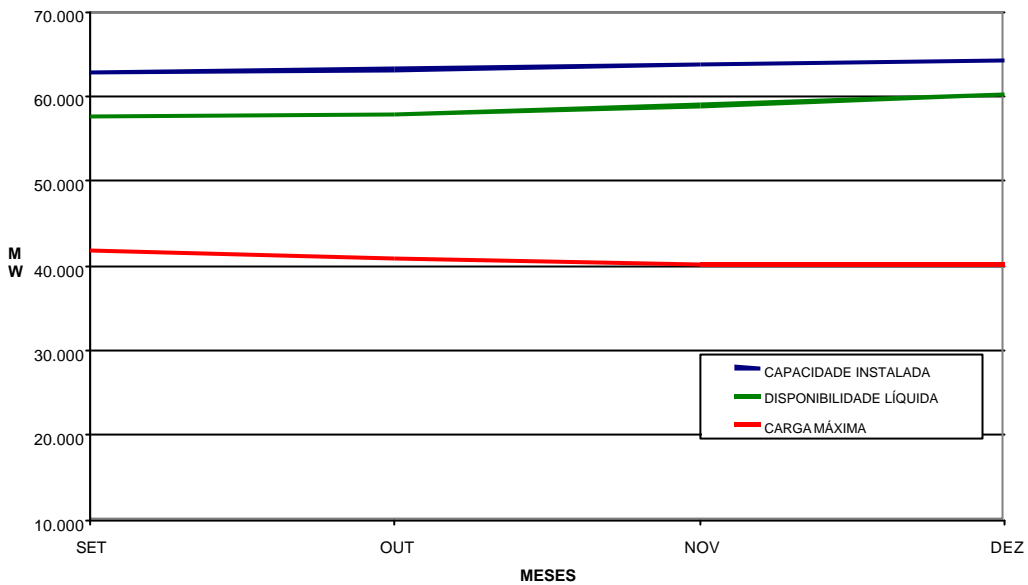
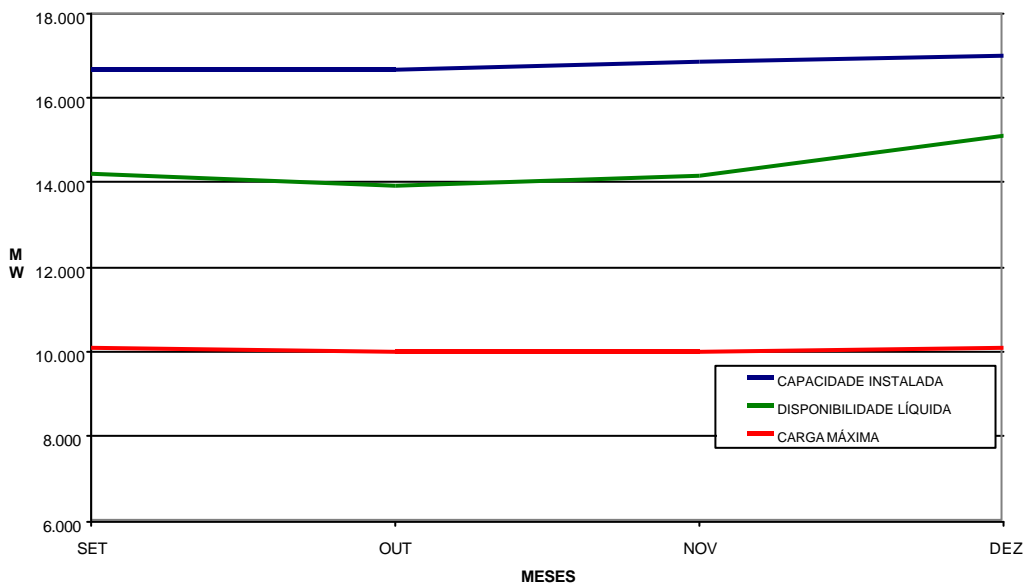


Figura 8- Balanço de Demanda Instantânea - NNE - Setembro a Dezembro/2002



4.7 Balanço de Energia

Na elaboração do balanço 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 pontos principais:

- 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 ponderada pela geração térmica e 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 estático 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 estático 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 submercados 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 confi-

guração do PMO de setembro de 2002. 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;
- a energia das usinas térmicas existentes (Potência x Fator de Capacidade Máximo);
- a energia das usinas térmicas em expansão, conforme cronograma constante dos relatórios de acompanhamento de fiscalização da ANEEL (Potência x Fator de Capacidade Máximo, pró-rata).

O Quadro 31 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 Nº 109 e nos Procedimentos de Rede do ONS.

Quadro 31- Balanço de Energia – (MWmed)

Balanço de Energia - Sudeste/Centro-Oeste					
	2002	2003	2004	2005	2006
Oferta - Hidro + PCH	25191	25744	26079	26291	26666
Oferta - Térmica	4620	6521	7412	7408	7206
Mercado *	25115	26481	27890	29293	30739
Balanço em (MW Médio)	4696	5784	5601	4406	3133
Balanço de Energia - Sul					
Oferta - Hidro + PCH	5123	5222	5273	5307	6001
Oferta - Térmica	3421	4381	4381	4381	4381
Mercado	6751	7013	7335	7651	7964
Balanço em (MW Médio)	1793	2590	2319	2037	2418
Balanço de Energia - Nordeste					
Oferta - Hidro + PCH	5717	6251	6251	6251	6251
Oferta - Térmica	907	2005	2291	1476	739
Mercado	5699	6407	6806	7144	7485
Balanço em (MW Médio)	925	1849	1736	583	-495
Balanço de Energia - Norte					
Oferta - Hidro + PCH	3113	3819	4164	4164	4164
Oferta - Térmica	0	0	0	0	0
Mercado	2621	2783	2931	3089	3287
Balanço em (MW Médio)	492	1036	1233	1075	877
Balanço de Energia - Brasil					
Oferta - Hidro + PCH	39144	41036	41767	42014	43082
Oferta - Térmica	8948	12906	14083	13265	12326
Mercado Brasil	40186	42683	44962	47176	49475
Balanço em (MW Médio)	7906	11259	10888	8103	5933

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

Quadro 32- Balanço de Energia – Comparativo 1ª Revisão x 2ª Revisão Quadrimestral- (MWmed)

Balanço de Energia - Sudeste/Centro-Oeste					
	2002	2003	2004	2005	2006
Balanço - Revisão 1	4536	4277	3812	2511	930
Balanço - Revisão 2	4696	5784	5601	4406	3133
Diferença	160	1507	1789	1895	2203
Merc Rev.2 - Rev.1	-810	-1011	-1175	-1227	-1277
Balanço de Energia - Sul					
Balanço - Revisão 1	2029	2081	1906	1618	1987
Balanço - Revisão 2	1793	2590	2319	2037	2418
Diferença	-236	509	413	419	431
Merc Rev.2 - Rev.1	-182	-300	-200	-207	-218
Balanço de Energia - Nordeste					
Balanço - Revisão 1	625	860	996	425	-150
Balanço - Revisão 2	925	1849	1736	583	-495
Diferença	300	989	740	158	-345
Merc Rev.2 - Rev.1	-42	238	229	227	222
Balanço de Energia - Norte					
Balanço - Revisão 1	468	1009	1213	1077	934
Balanço - Revisão 2	492	1036	1233	1075	877
Diferença	24	27	20	-2	-57
Merc Rev.2 - Rev.1	-24	-27	-20	2	57
Balanço de Energia - Brasil					
Balanço - Revisão 1	7660	8227	7927	5630	3703
Balanço - Revisão 2	7906	11259	10888	8103	5933
Diferença	246	3032	2961	2473	2230
Merc Rev.2 - Rev.1	-1057	-1101	-1166	-1206	-1215

No Quadro 32, pode-se observar as diferenças apresentadas entre o balanço de energia do relatório da 1ª Revisão Quadrimestral do Planejamento Anual da Operação Energética – Ano 2002 e os estimados nesta 2ª Revisão Quadrimestral, onde também é apresentada a diferença entre o mercado considerado no balanço de energia anterior e o desta Revisão Quadrimestral. A queda entre os mercados estimados justifica, em parte, o aumento da sobra de energia calculada neste balanço. Em média, a redução anual do mercado ficou em 1150 MWmed. O Nordeste apresentou um crescimento do mercado em relação à revisão anterior, devido à consideração da irrigação na carga.

Em todos os anos do estudo obteve-se uma sobra de energia superior àquela estimada no relatório da 1ª Revisão Quadrimestral.

Adicionalmente à redução de mercado, a diferença entre os balanços de energia da 2ª Revisão e 1ª Revisão foi impactada pelo aumento da oferta do SIN no período. Para exemplificar, comparando-se o ano de 2006, observa-se uma variação de aproximadamente 2200 MWmed, que pode ser justificada pela

inclusão das UHEs Irapé e Peixe Angical, assim como por uma redução significativa de mercado, de aproximadamente 1200 MWmed neste mesmo ano.

Cabe observar, a consideração em 2004 da 2ª fase em ciclo combinado das UTEs Termorio e Norte Fluminense (que não foram contempladas na 1ª Revisão), gerando um aumento de oferta de aproximadamente 500 MWmed.

A situação de falta estrutural de energia na região Nordeste em 2006 vem configurar a característica eminentemente importadora desta região, a partir da região Norte, predominantemente exportadora e com sobras de energia no balanço.

4.8 Análise de Sensibilidade ao Mercado

4.8.1 Introdução

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

As premissas consideradas pelo CTEM/CCPE e ONS para projeção do Cenário de Mercado Alto, em relação ao Cenário de Referência de Mercado (utilizado nas análises de condição de atendimento precedentes), tiveram como base as seguintes hipóteses de crescimento da economia:

- Estagnação da atividade econômica, considerando um crescimento de 1,36% no PIB em 2002, 4% em 2003 e 4,5% para o período 2004-2006;
- As projeções de mercado alto combinam essas premissas de crescimento do PIB com as hipóteses menos intensas de racionalização/substituição consideradas pelo CTEM/CCPE e ONS.

O Quadro 33 apresenta as taxas de crescimento médio dos dois cenários de mercado. Observa-se um crescimento de 7% para o SIN no Cenário de Mercado Alto contra 5,2% para o Cenário de Mercado de Referência, no período 2002 a 2006.

Quadro 33- Taxas de crescimento dos mercados

ANO	Sul		Sudeste		Nordeste		Norte		SIN	
	ALTO	REF	ALTO	REF	ALTO	REF	ALTO	REF	ALTO	REF
2002	6751	6751	24422	24422	5527	5527	2621	2621	39321	39321
2003	7303	7013	26235	25771	6004	5879	2817	2783	42359	41446
2004	7778	7335	28019	27163	6460	6267	2967	2931	45224	43696
2005	8283	7651	29925	28548	6951	6592	3124	3089	48283	45880
2006	8821	7964	31960	29976	7480	6922	3324	3287	51584	48149
Média	7787	7343	28112	27176	6484	6237	2971	2942	45354	43698
Cresc. (%)	6.9%	4.2%	7.0%	5.3%	7.9%	5.8%	6.1%	5.8%	7.0%	5.2%

Os valores mensais correspondentes às projeções estão listados no Quadro 34.

Quadro 34- Carga própria de energia 2002/2006 (MWmed) – Cenário de Mercado Alto

SUBSISTEMA SUDESTE / CENTO-OESTE ¹						SUBSISTEMA SUL					
Mês	2002	2003	2004	2005	2006	2002	2003	2004	2005	2006	Mês
Jan	22525*	25272	26990	28825	30785	6708*	7112	7574	8067	8591	Jan
Fev	23099*	26209	27991	29894	31926	6829*	7277	7750	8254	8791	Fev
Mar	24880*	26487	28288	30212	32266	7153*	7434	7917	8432	8980	Mar
Abr	25702*	26031	27801	29691	31710	6892*	7254	7726	8228	8763	Abr
Mai	24519*	25950	27715	29600	31613	6544*	7204	7672	8170	8701	Mai
Jun	24340*	25854	27613	29490	31496	6521*	7223	7693	8192	8725	Jun
Jul	24005*	26137	27914	29813	31840	6484*	7271	7744	8247	8783	Jul
Ago	24337*	26560	28366	30296	32356	6597*	7249	7720	8222	8756	Ago
Set	24877	26832	28657	30605	32687	6653	7244	7715	8216	8750	Set
Out	25083	26758	28578	30521	32597	6867	7279	7752	8256	8793	Out
Nov	24990	26576	28383	30313	32374	6995	7417	7900	8413	8960	Nov
Dez	24710	26158	27937	29837	31866	6764	7671	8169	8700	9266	Dez
Média	24422	26235	28019	29925	31960	6751	7303	7778	8283	8821	Média

SUBSISTEMA NORDESTE ²						SUBSISTEMA NORTE					
Mês	2002	2003	2004	2005	2006	2002	2003	2004	2005	2006	Mês
Jan	4896*	5834	6277	6754	7268	2333*	2714	2858	3009	3202	Jan
Fev	5225*	5961	6415	6902	7427	2512*	2718	2862	3013	3206	Fev
Mar	5378*	5994	6450	6940	7467	2536*	2745	2890	3043	3238	Mar
Abr	5567*	5928	6378	6863	7385	2584*	2746	2892	3045	3240	Abr
Mai	5496*	5986	6441	6930	7457	2578*	2798	2947	3103	3301	Mai
Jun	5419*	5820	6262	6738	7250	2590*	2808	2957	3113	3312	Jun
Jul	5548*	5753	6190	6661	7167	2616*	2828	2979	3136	3337	Jul
Ago	5561*	5907	6356	6839	7359	2659*	2872	3025	3185	3389	Ago
Set	5695	6007	6464	6955	7484	2763	2896	3049	3211	3416	Set
Out	5837	6280	6757	7271	7824	2770	2902	3056	3218	3424	Out
Nov	5849	6354	6837	7356	7915	2759	2891	3045	3206	3411	Nov
Dez	5856	6223	6696	7205	7752	2756	2888	3041	3202	3407	Dez
Média	5527	6004	6460	6951	7480	2621	2817	2967	3124	3324	Média

¹ Não inclui carga da ANDE e de bombeamentos LIGHT e EMAE.

² Não inclui irrigação.

* Os valores de janeiro a julho de 2002 correspondem aos valores verificados. Para agosto de 2002 foram utilizados os valores previstos para o PMO.

4.8.2 Cenário de Referência e Cenário de Mercado Alto

Na comparação entre os cenários de Referência e de Mercado Alto, verifica-se uma variação da carga média anual entre os subsistemas conforme Quadro 35 e Figuras 9 a 12.

Quadro 35- Variação Percentual entre Mercados – Cenário Alto / Cenário de Referência

SUBSISTEMA / ANO	2002	2003	2004	2005	2006
Sul	0,0%	4,1%	6,0%	8,3%	10,8%
Sudeste/Centro-Oeste	0,0%	1,8%	3,2%	4,8%	6,6%
Nordeste	0,0%	2,1%	3,1%	5,4%	8,1%
Norte	0,0%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%

Do Quadro 35, pode-se observar que os índices de variação entre cenários apresentam variações extremas para as regiões Sul e Norte. A principal razão disso é a resposta diferenciada que apresenta essas regiões ao aquecimento da economia. Projetou-se que a região Norte apresentará consumo de energia mais ou menos independente do crescimento do restante do País, devido à presença maciça de eletro-intensivos com produção contratada. Quanto à região Sul, além da sensibilidade com relação ao crescimento do PIB, não se projetou nenhuma substituição/racionalização no consumo de energia elétrica.

Os gráficos a seguir mostram a variação entre os mercados, para o período considerado.

Figura 9- Carga própria de energia 2002/2006 na região Sudeste/Centro-Oeste (MWmed)

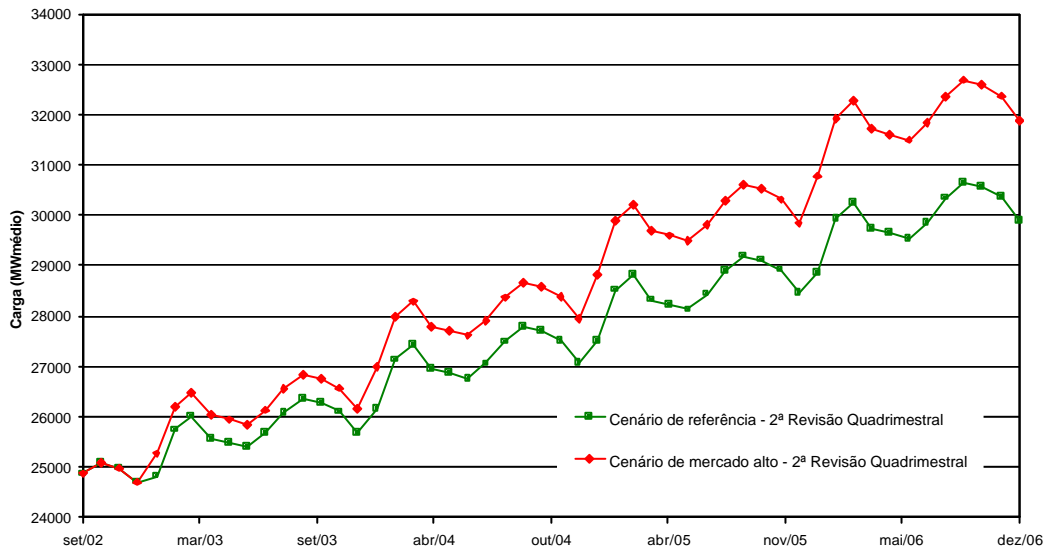


Figura 10- Carga própria de energia 2002/2006 na região Sul (MWmed)

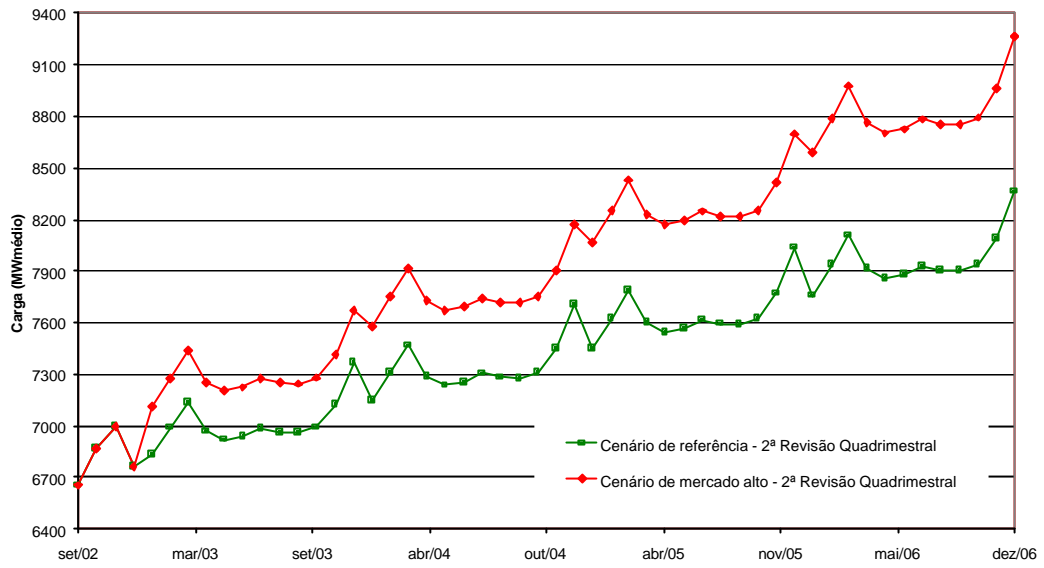


Figura 11- Carga própria de energia 2002/2006 na região Nordeste (MWmed)

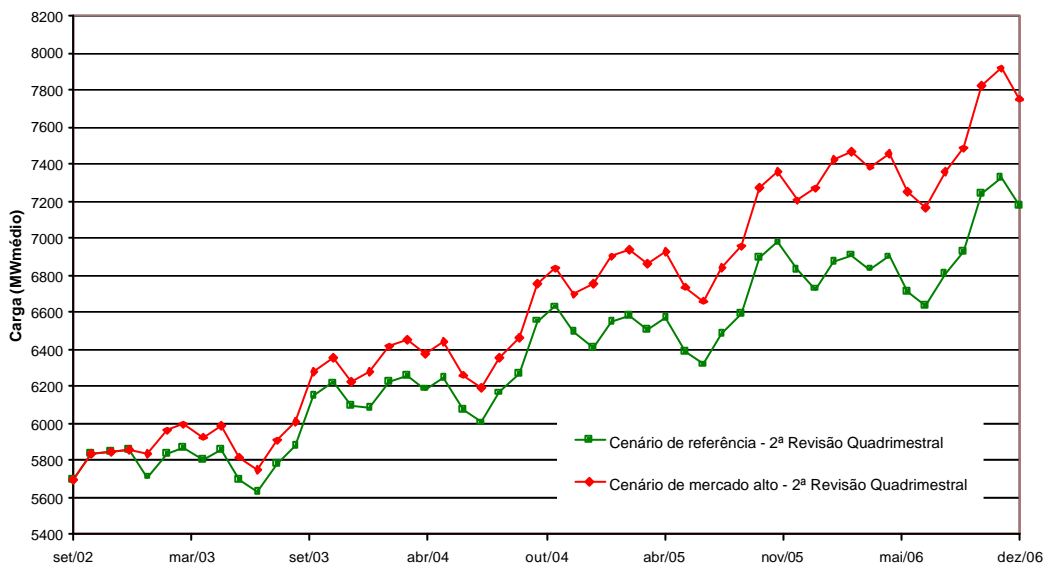
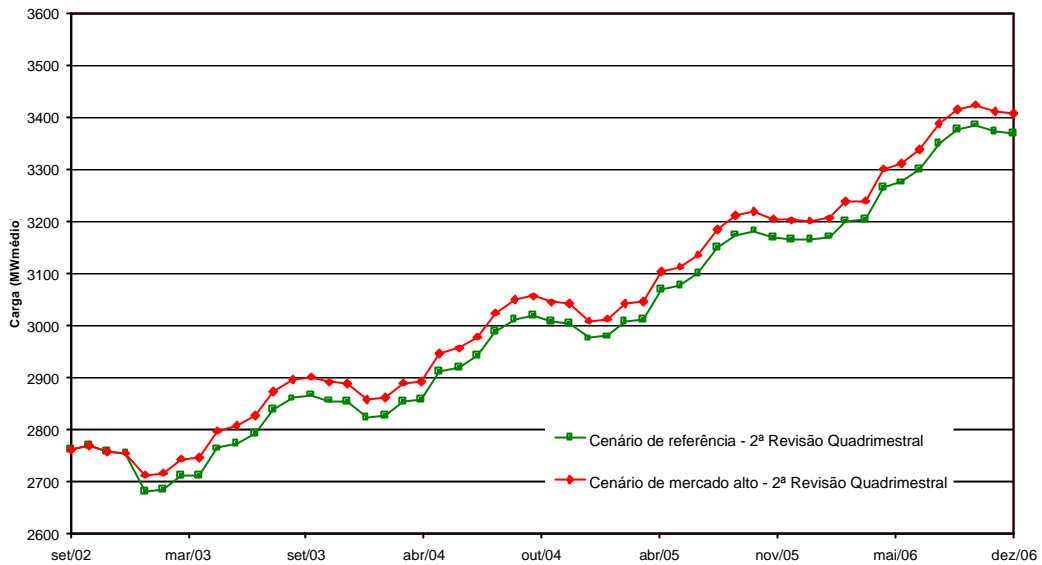


Figura 12- Carga própria de energia 2002/2006 na região Norte (MWmed)



4.8.3 Análise do Risco de Déficit

O Quadro 36 a seguir contém os riscos de déficit obtidos a partir da consideração do Cenário de Mercado Alto. As condições iniciais de partida (armazenamentos iniciais dos reservatórios equivalentes) correspondem àquelas projetadas para 31 de agosto de 2002. Estes resultados são aqueles referentes à chamada avaliação conjuntural.

Quadro 36- Riscos de Déficit Conjunturais com Séries Sintéticas (%) – Cenário de Mercado Alto

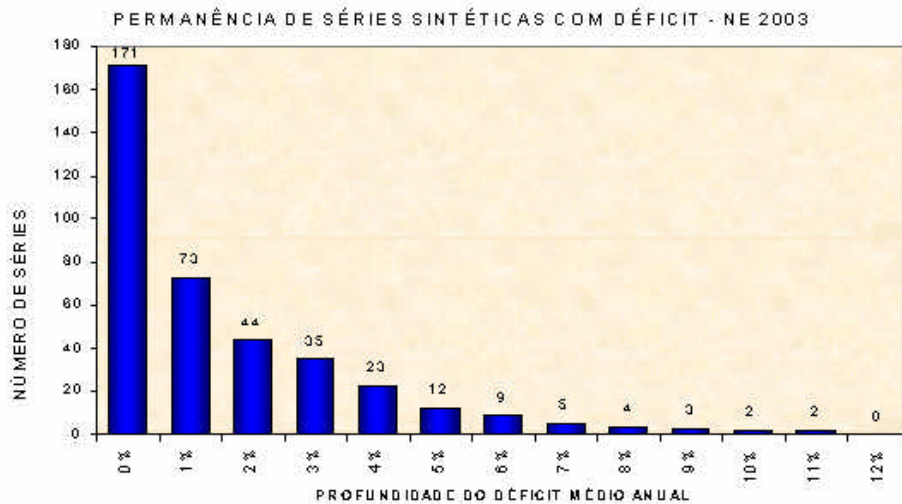
SUBSISTEMA / ANO	2002	2003	2004	2005	2006
SUL					
PROB (Qualquer Déficit)	0,0	0,3	0,5	0,6	1,9
PROB (Déficit > 5% Carga)	0,0	0,0	0,1	0,2	0,1
PROB (Déficit > 10% Carga)	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0
SUDESTE/CENTRO-OESTE					
PROB (Qualquer Déficit)	0,0	0,8	0,5	0,5	1,8
PROB (Déficit > 5% Carga)	0,0	0,2	0,2	0,2	0,4
PROB (Déficit > 10% Carga)	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2
NORTE					
PROB (Qualquer Déficit)	0,0	1,9	5,9	13,1	3,6
PROB (Déficit > 5% Carga)	0,0	0,3	0,1	0,3	0,3
PROB (Déficit > 10% Carga)	0,0	0,2	0,0	0,1	0,1
NORDESTE					
PROB (Qualquer Déficit)	0,0	8,5	3,6	3,5	4,7
PROB (Déficit > 5% Carga)	0,0	0,6	0,2	0,5	1,1
PROB (Déficit > 10% Carga)	0,0	0,1	0,0	0,2	0,3

Verifica-se do Quadro 36 que, em 2002, não existem déficits em todas as regiões do SIN.

As regiões Sul e Sudeste/Centro-Oeste apresentam riscos de qualquer déficit ainda baixos em todo o período. Os riscos mais elevados na região Nordeste em 2003 e Norte em 2004 e 2005 correspondem a déficits de pequena profundidade. Da mesma forma que para o cenário de referência, riscos de quaisquer déficits mais elevados, em especial nas regiões Norte e Nordeste, não implicarão em contingenciamentos de carga. Dada sua pequena magnitude, podem ser facilmente eliminados com políticas de intercâmbios e despacho de geração térmica específicos para este objetivo.

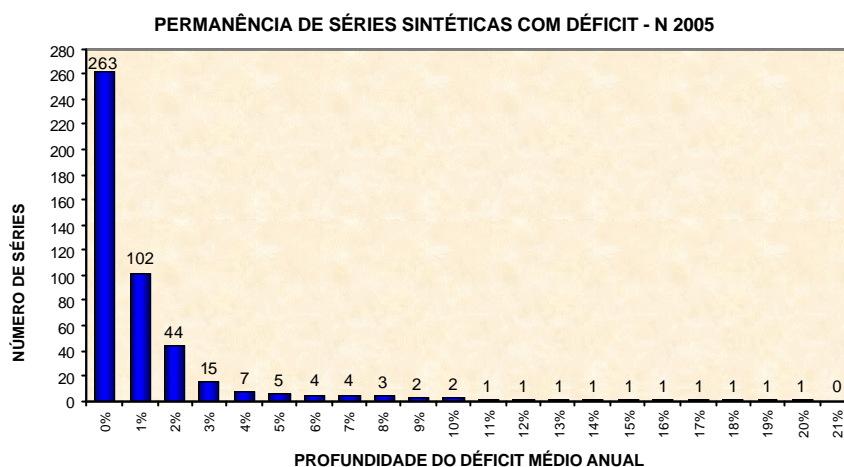
A título ilustrativo, apresenta-se nas Figuras 13 e 14 a distribuição dos déficits nas regiões Nordeste em 2003 e Norte em 2005.

Figura 13- Permanência de séries sintéticas com déficit – Nordeste 2003



1%	2%	3%	4%	5%	6%	7%	8%	9%	10%	11%	12%
65	131	196	261	327	392	457	523	588	653	719	784 MWmed

Figura 14- Permanência de séries sintéticas com déficit – Norte 2006



1%	2%	3%	4%	5%	6%	7%	8%	9%	10%	11%
31	62	94	125	156	187	219	250	281	312	344 MWmed
12%	13%	14%	15%	16%	17%	18%	19%	20%	21%	
375	406	437	469	500	531	562	594	625	656 MWmed	

No Quadro 37 podem ser comparados os riscos conjunturais obtidos da simulação dos cenários de Referência e de Mercado Alto, para profundidades de déficits maiores que 5% da carga média anual.

Quadro 37- Riscos (%) de Déficits > 5% Carga Média Anual – Séries Sintéticas – Conjuntural

SUBSISTEMA / ANO	2002	2003	2004	2005	2006
SUL					
Cenário de Referência	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1
Cenário Mercado Alto	0,0	0,0	0,1	0,2	0,1
SUDESTE/CENTRO-OESTE					
Cenário de Referência	0,0	0,0	0,1	0,2	0,1
Cenário Mercado Alto	0,0	0,2	0,2	0,2	0,4
NORTE					
Cenário de Referência	0,0	0,3	0,1	0,2	0,1
Cenário Mercado Alto	0,0	0,3	0,1	0,3	0,3
NORDESTE					
Cenário de Referência	0,0	0,4	0,2	0,3	0,3
Cenário Mercado Alto	0,0	0,6	0,2	0,5	1,1

O Quadro 38 mostra o custo total de operação para os dois cenários de mercado desta Revisão Quadrimestral, onde se pode observar um crescimento de 9,5%.

Quadro 38- Custo Total de Operação – Período de Set/2002 a Dez/2006

	Custo Total de Operação (Milhões de Reais)
Cenário de Referência	8.892,80
Cenário Mercado Alto	9.735,89

4.8.4 Custo Marginal de Operação

A análise do custo marginal de operação 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 restante de 2002, em base mensal. Mesmo neste Cenário de Mercado Alto, o CMO é ainda afetado pelas condições iniciais de armazenamento e pela influência da racionalização/substituição de energia como resultado de ações de todos os segmentos da sociedade, em resposta ao racionamento de energia em 2001/2002.

No Quadro 39, pode-se visualizar os resultados obtidos com o Cenário de Mercado Alto em base mensal para 2002. Destaca-se que todas as regiões apresentam valor de CMO bastantes próximos entre si, situando-se num entorno médio de R\$9,5/MWh. Comparativamente à revisão anterior, apresentam valores ligeiramente superiores àqueles calculados anteriormente para as regiões Nordeste e Norte e inferiores para as regiões Sul e Sudeste/Centro-Oeste.

Quadro 39- Custos marginais médios mensais (R\$/MWh) – Ano 2002 – Conjuntural

Subsistema	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
SE/CO	-	-	-	-	-	-	-	-	11,12	10,78	10,83	10,93
Sul	-	-	-	-	-	-	-	-	8,85	8,19	9,26	10,30
Nordeste	-	-	-	-	-	-	-	-	8,45	8,42	8,65	8,99
Norte	-	-	-	-	-	-	-	-	8,44	8,79	9,54	11,43

O Quadro 40 apresenta os CMOs conjunturais médios anuais.

Quadro 40- Custos marginais médios anuais (R\$/MWh) – para o Período – Conjuntural

Subsistema	2002	2003	2004	2005	2006
SE/CO	10,92	16,39	17,24	21,98	30,89
Sul	9,15	15,04	15,62	21,63	27,73
Nordeste	8,63	35,35	21,24	28,60	45,63
Norte	9,55	16,57	25,40	40,09	31,02

No Quadro 41, visualiza-se os CMOs médios anuais estruturais, que permite analisar as condições sem influência dos níveis iniciais de armazenamento dos reservatórios.

Quadro 41- Custos marginais médios anuais (R\$/MWh) – para o Período – Estrutural

Subsistema	2002	2003	2004	2005	2006
SE/CO	4,63	6,31	8,28	13,87	39,92
Sul	2,38	3,86	7,05	13,93	34,58
Nordeste	2,57	4,98	8,12	15,96	58,44
Norte	2,45	4,34	6,72	18,29	36,70

A análise dos resultados apresentados nos Quadros 40 e 41 mostra que os valores obtidos para o CMO médio anual encontram-se em patamares baixos, sistematicamente menores que o Valor Normativo (VN) para fonte competitiva, atualmente igual a R\$72,35/MWh. Mesmo para uma taxa de crescimento maior do mercado, até o final do período de estudo verifica-se que todas as regiões do SIN têm um valor de CMO inferior ao VN.

Pode-se concluir novamente que o SIN está com condições satisfatórias de atendimento no horizonte de cinco anos, caso todo o programa de oferta de geração hidráulica e térmica considerado neste estudo, bem como a carga projetada nestes cenários de mercado, se mantenham dentro do previsto.

ANEXOS

ANEXO I Cronograma de Obras de Geração

Ano 2002

MÊS	EMPRESA	REGIÃO	USINA	TIPO	RIO	UNIDADE	POTÊNCIA	OBS		
set	TRACTEBEL	SE	Cana Brava	Hidro	Tocantins	2/3	157,2			
	Itiquira Energética S.A.		Itiquira I		Itiquira	1/2	30,4			
	Consórcio Jauru		Jauru		Jauru	Vol. Morto	-		1 mês	
	Itapebi Geração de Energia S.A.	NE	Itapebi		Jequitinhonha	Vol. Morto	-		3 meses	
	Breitener Energética S.A	NE	Breitener	Diesel	-	1/1	162,3			
	Cia Energética de Petrolina		Petrolina			1/1	136,2			
	Petrobras	S	Canoas	Gás Natural		1/2	154,8			
	Petrobras	SE	Nova Piratininga			1/3	200			
	Termobahia Ltda	NE	Termobahia			1/2	190			
	Termocabo		Termocabo	1/1		94,6				
	MPX Termoceará Ltda		Termoceará	4/4		50				
	Nordeste Generation Ltda		Nordeste Generation	Óleo		1/5	35,3			
						2/5	36,5			
						3/5	35,3			
4/5		57,2								
5/5	57,2									
out	TRACTEBEL	SE	Cana Brava	Hidro		Tocantins	3/3		157,2	
	Consórcio Guaporé		Guaporé			Guaporé	Vol. Morto		-	
	Itiquira Energética S.A.		Itiquira I		Itiquira	2/2	30,4			
			Itiquira II		Itiquira	1/2	47,6			
	Consórcio Jauru		Jauru		Jauru	1/3	39,3			
nov	CEMIG/CVRD	SE	Funil Grande	Hidro	Grande	Vol. Morto	-	1 mês		
	Consórcio Guaporé		Guaporé		Guaporé	1/3	40			
	Itiquira Energética S.A.		Itiquira II		Itiquira	2/2	47,6			
	INVESTCO		Lajeado		Tocantins	5/5	180,5			
	CBA		Piraju		Parapananema	1/2	40			
	CESP - Paraná		Porto Primavera		Paraná	13/18	110			
	Equipav S.A.		Equipav		Bagaço	1/1	37,6			
	Itaenga	NE	Itaenga	Diesel	1/1	25				

Nota: Não estão incluídas as PCH - Pequenas Centrais Hidroelétricas.

Ano 2002 (continuação)

MÊS	EMPRESA	REGIÃO	USINA	TIPO	RIO	UNIDADE	POTÊNCIA	OBS
dez	CEMIG/CVRD	SE	Funil Grande	Hidro	Grande	1/3	60	
	Consórcio Jauru		Jauru		Jauru	2/3	39,3	
	CBA		Piraju		Paranapanema	2/2	40	
	Itapebi Geração de Energia S.A.	NE	Itapebi		Jequitinhonha	1/3	150	
	U.E.G. Araucária Ltda	S	Araucária	Gás Natural	-	1/1	470	
	Fafen Energia S.A.	NE	Fafen		-	-	-34	

Nota: Não estão incluídas as PCH - Pequenas Centrais Hidroelétricas.

Ano 2003

MÊS	EMPRESA	REGIÃO	USINA	TIPO	RIO	UNIDADE	POTÊNCIA	OBS
jan	Consórcio Guaporé	SE	Guaporé	Hidro	Guaporé	2/3	40	
	Itapebi Geração de Energia S.A.	NE	Itapebi		Jequitinhonha	2/3	150	
	Eletronorte	N	Tucuruí		Tocantins	13/23	375	
	Termocorumbá Ltda	SE	Corumbá	Gás Natural	-	1/1	88	
	Petrobras		Nova Piratininga			2/3	200	
	Termorio S.A.		Termorio			1/6	246,5	
	Petrobrás		Três Lagoas			1 a 4/6	240	
fev	CEMIG/CVRD	SE	Funil Grande	Hidro	Grande	2/3	60	
	Consórcio Guaporé		Guaporé		Guaporé	3/3	40	
	Consórcio Jauru		Jauru		Jauru	3/3	39,4	
	CEMIG		Queimado		Preto	Vol. Morto	-	3 meses
	Itapebi Geração de Energia S.A.	NE	Itapebi		Jequitinhonha	3/3	150	
	TermoRio S.A.	SE	Termorio	Gás Natural	-	2/6	246,5	
mar	Cia Energética Chapecó	S	Quebra Queixo	Hidro	Chapecó	Vol. Morto	-	3 meses
abr	CEMIG/CVRD	SE	Funil Grande	Hidro	Grande	3/3	60	
	Eletronorte	N	Tucuruí		Tocantins	14/23	375	
mai	CEMIG	SE	Queimado	Hidro	Preto	1/3	35	
jun	Cia Energética Chapecó	S	Quebra Queixo	Hidro	Chapecó	1/3	40	
	UTE Norte Fluminense S.A.	SE	Norte Fluminense	Gás Natural	-	1/4	158	
jul	CEMIG	SE	Queimado	Hidro	Preto	2/3	35	
	UTE Norte Fluminense S.A.		Norte Fluminense	Gás Natural	-	2/4	158	
	TermoRio S.A.		Termorio			3/6	246,5	
ago	Corumbá Concessões S.A.	SE	Corumbá IV	Hidro	Corumbá	Vol. Morto	-	17 meses
	Cia Energética Chapecó	S	Quebra Queixo		Chapecó	2/3	40	
set	CEMIG	SE	Queimado	Hidro	Preto	3/3	35	
	Eletronorte	N	Tucuruí		Tocantins	15/23	375	

Nota: Não estão incluídas as PCH - Pequenas Centrais Hidroelétricas.

Ano 2003 (continuação)

MÊS	EMPRESA	REGIÃO	USINA	TIPO	RIO	UNIDADE	POTÊNCIA	OBS
out	CEMIG/CVRD	SE	Aimorés	Hidro	Doce	Vol. Morto	-	2 meses
	CVRD/EPP		Candongá		Doce			1 mês
	Ourinhos Energia S.A.		Ourinhos		Paranapanema			2 meses
	UTE Norte Fluminense S.A.		Norte Fluminense	Gás Natural	-	3/4	158	
	Cia Energética Chapecó	S	Quebra Queixo	Hidro	Chapecó	3/3	40	
nov	CVRD/EPP	SE	Candongá	Hidro	Doce	1/3	46,6	
	CESP - Paraná		Porto Primavera		Paraná	14/18	110	
dez	CEMIG/CVRD	SE	Aimorés	Hidro	Doce	1/3	110	
	Ourinhos Energia S.A.		Ourinhos		Paranapanema	1/3	14,6	
	CGT Fortaleza	NE	Fortaleza	Gás Natural	-	1/1	346,6	
	TermoRio S.A.	SE	Termorio			4/6	176,8	

Nota: Não estão incluídas as PCH - Pequenas Centrais Hidroelétricas.

Ano 2004

MÊS	EMPRESA	REGIÃO	USINA	TIPO	RIO	UNIDADE	POTÊNCIA	OBS
jan	CVRD/EPP	SE	Candongá	Hidro	Doce	2/3	46,7	
	Ourinhos Energia S.A.		Ourinhos		Paranapanema	2/3	14,7	
						3/3	14,7	
	Eletronorte	N	Tucuruí		Tocantins	16/23	375	
fev	CEMIG/CVRD	SE	Aimorés	Hidro	Doce	2/3	110	
	ITAIPU		Itaipu		Paraná	19/20	700	
	TermoRio S.A.		Termorio	Gás Natural	-	4/6	123,3	
mar	CVRD/EPP	SE	Candongá	Hidro	Doce	3/3	46,7	
	UTE Norte Fluminense S.A.		Norte Fluminense	Gás Natural	-	4/4	251	
mai	CEMIG/CVRD	SE	Aimorés	Hidro	Doce	3/3	110	
	Eletronorte	N	Tucuruí		Tocantins	17/23	375	
	TermoRio S.A.	SE	Termorio	Gás Natural	-	4/6	123,3	
ago	P. Pedra Energética S.A.	SE	Ponte de Pedra	Hidro	Corrente	Vol. Morto	-	4 meses
set	Eletronorte	N	Tucuruí	Hidro	Tocantins	18/23	375	
dez	Consórcio Barra Grande - GEAB	S	Barra Grande	Hidro	Pelotas	Vol. Morto	-	11 meses
	P. Pedra Energética S.A.	SE	Ponte de Pedra		Corrente	1/3	58,7	

Nota: Não estão incluídas as PCH - Pequenas Centrais Hidroelétricas.

Ano 2005

MÊS	EMPRESA	REGIÃO	USINA	TIPO	RIO	UNIDADE	POTÊNCIA	OBS	
jan	Corumbá Concessões S.A.	SE	Corumbá IV	Hidro	Corumbá	1/2	63,5	Término da contratação de energia emergencial	
	Eletronorte	N	Tucuruí		Tocantins	19/23	375		
	Destilaria JB	NE	Dest JB	Bagaço	-	-	-18		
	Breitener Energética S.A		Breitener				-162,3		
	Enguia GEN		Altos				-13		
			Aracati				-11,4		
			Baturité				-11,4		
			Campo Maior				-13		
			Caucaia				-13,15		
			Crato				-13,1		
			Enguia Pecem				-13,15		
			Iguatu				-13,15		
			Jaguarari	Diesel					-100,4
			Juazeiro do Norte				-13,15		
			Marambaia				-13		
	Nazária			-13,1					
	Gebra		Carrapicho				-18,6		
			Lagarto				-14,4		
			Marituba				-15,5		
		Peri Peri		-15,5					
Polo			-15,5						
Nordeste Generation Ltda		Nordeste Generation	Óleo			-221,4			
Parnamirim Energia		Parnamirim	Diesel			-93			
PIE-RP Termoelétrica S.A.	SE	PIE-RP	Biomassa			-4,66			
TRACTEBEL		Arjona45	Gás Natural			-31,25			

Nota: Não estão incluídas as PCH - Pequenas Centrais Hidroelétricas.

Ano 2005 (continuação)

MÊS	EMPRESA	REGIÃO	USINA	TIPO	RIO	UNIDADE	POTÊNCIA	OBS
fev	P. Pedra Energética S.A.	SE	Ponte de Pedra	Hidro	Corrente	2/3	58,7	
abr	Corumbá Concessões S.A.	SE	Corumbá IV	Hidro	Corumbá	2/2	63,5	
	P. Pedra Energética S.A.		Ponte de Pedra		Corrente	3/3	58,7	
mai	Eletronorte	N	Tucuruí	Hidro	Tocantins	20/23	375	
set	Eletronorte	N	Tucuruí	Hidro	Tocantins	21/23	375	
out	Campos Novos Energia S.A.	S	Campos Novos	Hidro	Canoas	Vol. Morto	-	4 meses
	Consórcio Irapé	SE	Irapé		Jequitinhonha			5 meses
	Consórcio Enerpeixe		Peixe Angical		Tocantins			3 meses
nov	Consórcio Barra Grande – GEAB	S	Barra Grande	Hidro	Pelotas	1/3	230	
dez	CERAN	S	Monte Claro	Hidro	das Antas	Vol. Morto	-	3 meses

Nota: Não estão incluídas as PCH - Pequenas Centrais Hidroelétricas.

Ano 2006

MÊS	EMPRESA	REGIÃO	USINA	TIPO	RIO	UNIDADE	POTÊNCIA	OBS
jan	Consórcio Enerpeixe	SE	Peixe Angical	Hidro	Tocantins	1/4	113	Término da contratação de energia emergencial
	Eletronorte	N	Tucuruí			22/23	375	
	Cocal	SE	Cocal	Bagaço			-18,3	
	Gramame Industrial e Agrícola S.A.	NE	Giasa				-18	
	Aruanã Termoeletricas S.A.	SE	Xavantes				-48	
	Brasympe		Carapina Brasympe				-40	
			Civit Brasympe				-20	
			Ponta de Ubu				-40	
			Tubarão				-40	
	CGE	NE	Jardim Brasympe	Diesel	-	-	-60	
			Rio Largo Brasympe				-168	
			Aquiraz				-13,94	
			Cagece				-13,94	
			Coluna				-9,3	
		Dist. Ind. I	-20,13					
		Dist. Ind. II	-20,13					
		Jaboti	-12,39					
		Maranguape	-15,49					
		Pacajus	-9,29					
		Paraipaba	-12,39					
Cia Energética de Petrolina			Petrolina				-136,2	
Itaenga			Itaenga				-25	
UTE Bahia I - Camaçari		Bahia I	-20,92					
Termelétrica Potiguar		Termelétrica Potiguar	-48					
Termo GCS		Cabo	-4,92					
		Ipojuca	-4,92					
		Porto	-4,92					
		Prazeres	-4,92					
		Rio Formoso	-4,92					
		Suape	-4,92					

Nota: Não estão incluídas as PCH - Pequenas Centrais Hidroelétricas.

Ano 2006 (continuação)

MÊS	EMPRESA	REGIÃO	USINA	TIPO	RIO	UNIDADE	POTÊNCIA	OBS
jan	Termocabo	NE	Termocabo	Gás Natural	-	-	-94,6	
fev	Consórcio Barra Grande - GEAB	S	Barra Grande	Hidro	Pelotas	2/3	230	
	Campos Novos Energia S.A.		Campos Novos		Canoas	1/3	293,3	
mar	Consórcio Irapé	SE	Irapé	Hidro	Jequitinhonha	1/3	120	
	CERAN	S	Monte Claro		das Antas	1/3	43,3	
abr	Consórcio Enerpeixe	SE	Peixe Angical	Hidro	Tocantins	2/4	113	
mai	Consórcio Barra Grande - GEAB	S	Barra Grande	Hidro	Pelotas	3/3	230	
	Campos Novos Energia S.A.		Campos Novos		Canoas	2/3	293,3	
	Consórcio Irapé	SE	Irapé		Jequitinhonha	2/3	120	
	Eletronorte	N	Tucuruí		Tocantins	23/23	375	
jun	CERAN	S	Monte Claro	Hidro	das Antas	2/3	43,3	
jul	Consórcio Irapé	SE	Irapé	Hidro	Jequitinhonha	3/3	120	
	Consórcio Enerpeixe		Peixe Angical		Tocantins	3/4	113	
ago	Campos Novos Energia S.A.	S	Campos Novos	Hidro	Canoas	3/3	293,4	
	CERAN		Monte Claro		das Antas	3/3	43,4	
out	Consórcio Enerpeixe	SE	Peixe Angical	Hidro	Tocantins	4/4	113	

Nota: Não estão incluídas as PCH - Pequenas Centrais Hidroelétricas.

ANEXO II Classes Térmicas e Custos de Operação

CLASSE TÉRMICA	TIPO	REGIÃO	CUSTO DE OPERAÇÃO (R\$/MWh)
CUIABÁ	GÁS	SE	4,47
ANGRA 1	NUCLEAR	SE	8,50
ANGRA 2	NUCLEAR	SE	8,50
P. MÉDICI	CARVÃO	S	38,05
ARGENTINA I	Interligação	S	45,85
J. LACERDA C	CARVÃO	S	54,37
ARGENTINA 2A	Interligação	S	63,55
ARGENTINA 2B	Interligação	S	63,55
ARGENTINA 2C	Interligação	S	63,55
J. LACERDA B	CARVÃO	S	65,82
J. LACERDA A	CARVÃO	S	68,83
CHARQUEADAS	CARVÃO	S	68,94
FAFEN	GÁS	NE	71,26
URUGUAIANA	GÁS	S	74,73
COCAL	BAGAÇO	SE	75,00
ARGENTINA IB	Interligação	S	77,50
ARGENTINA 2D	Interligação	S	77,50
R. SILVEIRA	GÁS	SE	84,91
NOVA PIRATININGA	GÁS	SE	84,97
IBIRITÉ	GÁS	SE	95,04
JUIZ DE FORA	GÁS	SE	95,36
ELETROBOLT	GÁS	SE	100,40
MACAÉ MERCHANT	GÁS	SE	104,00
PIE-RP	BIOMASSA	SE	105,00
SÃO JERÔNIMO	CARVÃO	S	105,78
IGARAPÉ	ÓLEO	SE	108,47
ARJONA 45	GÁS	SE	109,80
TERMOCEARÁ	GÁS	NE	114,63
BREITENER	DIESEL	NE	115,73
PIRATININGA 1,2 O/G	ÓLEO/GÁS	SE	115,79
PIRATININGA 3,4	ÓLEO	SE	116,12
PETROLINA	DIESEL	NE	116,29
FIGUEIRA	CARVÃO	S	118,25
SANTA CRUZ	ÓLEO	SE	121,75
WILLIAN ARJONA	GÁS	SE	122,92
TERMOCABO	GÁS	NE	131,46
ARACRUZ	ÓLEO	SE	134,76
CARIOBA	ÓLEO	SE	155,55
BAHIA I	DIESEL	NE	169,08
ALEGRETE	ÓLEO	S	171,02
NUTEPA	ÓLEO	S	193,72
NORDESTE GENERATION	ÓLEO	NE	220,55
DESTILARIA J.B.	BAGAÇO	NE	237,14
TERMELÉTRICA POTIGUAR	DIESEL	NE	261,78
ALTOS	DIESEL	NE	277,41
MARAMBAIA	DIESEL	NE	277,41
NAZÁRIA	DIESEL	NE	277,41
JAGUARARI	DIESEL	NE	277,70

CLASSE TÉRMICA	TIPO	REGIÃO	CUSTO DE OPERAÇÃO (R\$/MWh)
CAMPO MAIOR	DIESEL	NE	279,55
GIASA	BAGAÇO	NE	279,77
CABO	DIESEL	NE	286,31
IPOJUCA	DIESEL	NE	286,31
PORTO	DIESEL	NE	286,31
PRAZERES	DIESEL	NE	286,31
RIO FORMOSO	DIESEL	NE	286,31
SUAPE	DIESEL	NE	286,31
RIO LARGO BRASYMPE	DIESEL	NE	290,50
JARDIM BRASYMPE	DIESEL	NE	290,89
PARNAMIRIM	DIESEL	NE	293,44
XAVANTES	DIESEL	SE	294,58
CAMAÇARI	DIESEL	NE	296,60
CARRAPICHO	DIESEL	NE	296,63
MARITUBA	DIESEL	NE	297,73
PERI PERI	DIESEL	NE	297,73
POLO	DIESEL	NE	297,73
LAGARTO	DIESEL	NE	303,52
AQUIRAZ	DIESEL	NE	307,53
CAGECE	DIESEL	NE	307,53
DIST. IND. I	DIESEL	NE	307,53
DIST. IND. II	DIESEL	NE	307,53
MARANGUAPE	DIESEL	NE	307,53
CAUCAIA	DIESEL	NE	308,12
ENGUIA PECEM	DIESEL	NE	308,64
COLUNA	DIESEL	NE	309,39
JABOTI	DIESEL	NE	309,53
PACAJUS	DIESEL	NE	309,53
PARAIPABA	DIESEL	NE	309,53
BATURITÉ	DIESEL	NE	309,92
PONTA DE UBU	DIESEL	SE	311,15
TUBARÃO	DIESEL	SE	311,49
ARACATI	DIESEL	NE	314,88
CARAPINA BRASYMPE	DIESEL	SE	318,97
CIVIT BRASYMPE	DIESEL	SE	318,97
CRATO	DIESEL	NE	323,17
JUAZEIRO DO NORTE	DIESEL	NE	323,59
IGUATU	DIESEL	NE	328,66
UTE BRASÍLIA	ÓLEO	SE	386,76
CANOAS	GÁS	S	(*)
TERMOBAHIA	GÁS	NE	(**)
STA. ADÉLIA	BAGAÇO	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.

(**) Não declarado pelo Agente. Nas simulações foi utilizados o valor 32,87 R\$/MWh, informado pela ELETROBRÁS para NE, em 21/03/2000 para revisão da CCC/2000.

(***) Não declarado pelo Agente. Utilizado custo padrão de geração para térmicas com bagaço de cana = 197,28 R\$/MWh

As térmicas em cor vermelho correspondem àquelas com direito a CCC.

Usinas que entrarão em operação no período entre outubro e dezembro/2002:

CLASSE TÉRMICA	TIPO	REGIÃO	CUSTO DE OPERAÇÃO (R\$/MWh)
ARAUCÁRIA	GÁS	S	(*)
EQUIPAV	BAGAÇO	SE	(**)
ITAENGA	DIESEL	NE	133,25

(*) 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.

(**) Não declarado pelo Agente. Utilizado custo padrão de geração para térmicas com bagaço decana = 197,28 R\$/MWh

Outras usinas que entrarão em operação a partir de 2003:

CLASSE TÉRMICA	TIPO	REGIÃO	CUSTO DE OPERAÇÃO (R\$/MWh)
CORUMBÁ	GÁS	SE	(*)
FORTALEZA	GÁS	NE	(**)
NORTE FLUMINENSE	GÁS	SE	52,40
TERMORIO	GÁS	SE	(*)
TRÊS LAGOAS	GÁS	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.

(**) Não declarado pelo Agente. Nas simulações foi utilizados o valor 32,87 R\$/MWh, informado pela ELETROBRÁS para NE, em 21/03/2000 para revisão da CCC/2000.

ANEXO III Limites de Intercâmbio em MWmed

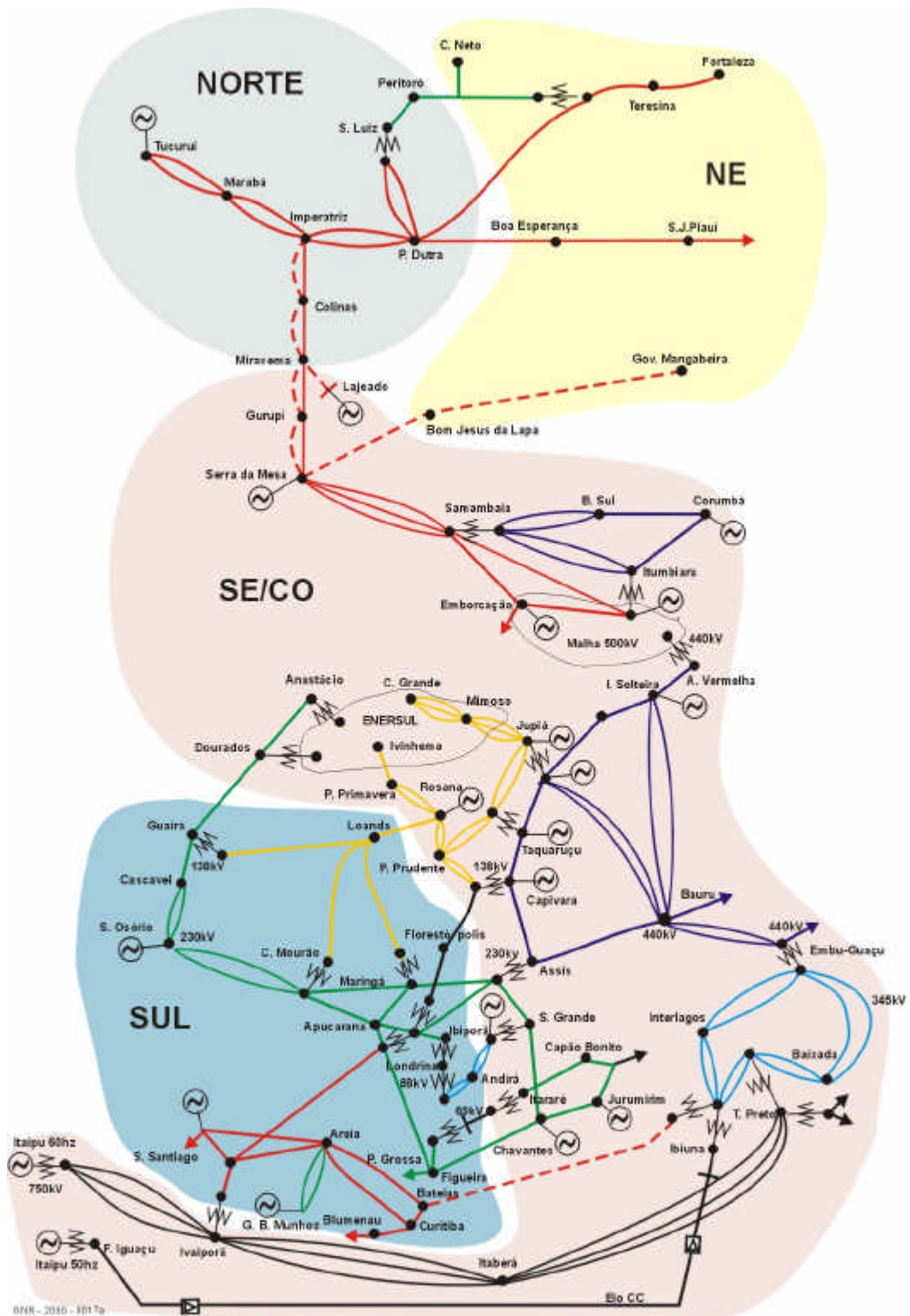


Tabela 1 Principais obras do sistema de transmissão

Interligação Sul / Sudeste

Compensação Série nos 1º e 2º circuitos 500 kV Serra da Mesa - Samambaia	A partir de dezembro de 2002
Compensação Série no 3º circuito 765 kV Itaberá - Tijuco Preto	A partir de setembro de 2002
LT 230 kV Jaguaraíva - Bateias	A partir de janeiro de 2003
3º transformador 765/500 kV – 1650 MVA de Tijuco Preto	A partir de setembro de 2002
LT 345 kV Tijuco Preto – Baixada III	A partir de setembro de 2002
LT 500 kV Cachoeira Paulista – Adrianópolis III	A partir de janeiro de 2003
LT Bateias - Ibiúna 500 kV C1 e C2 e Compensação Série	A partir de abril de 2003
1ª e 2ª Transformadores 500/345 kV de Ibiúna	A partir de abril de 2003
Reconversão para 500 kV da LT Ibiúna – Campinas atualmente operando em 345 kV	A partir de abril de 2003
LT 500 kV Tijuco Preto - Cachoeira Paulista II	A partir de março de 2004
LT 500 kV Salto Santiago - Ivaiporã C2	A partir de janeiro de 2005
Compensação Shunt em Curitiba e Blumenau	A partir de abril de 2003
LT 230kV Uruguaiana – Maçambará -/ - Santo Ângelo-Santa Rosa	A partir de março de 2004
LT 500kV Machadinho - Campos Novos C2	A partir de janeiro de 2004
3º ATR de Ivaiporã 765/525kV – 1650MVA	A partir de janeiro de 2004
LT 500kV Ivaiporã - Londrina 525kV C2	A partir de janeiro de 2005
LT 500kV Londrina – Assis - Araraquara 4x795 2005	A partir de janeiro de
1º ATR de Assis 500/440kV – 1500MVA	A partir de janeiro de 2005
2º ATR de Campinas 500/345kV – 560MVA	A partir de janeiro de 2005

Interligação Norte / Nordeste

Etapas 1 e 2 da conversão para 500 kV dos circuitos de 230 kV entre MIL - BAN - FTZ	A partir de setembro de 2002
Etapas 1 e 2 da conversão para 500 kV dos circuitos de 230 kV entre MIL - BAN - FTZ	A partir de janeiro de 2003
Conclusão da conversão para 500 kV dos circuitos de 230 kV entre MIL - BAN - FTZ	A partir de maio de 2003
Conclusão da conversão para 500 kV dos circuitos de 230 kV entre Luiz Gonzaga e Fortaleza	A partir de abril de 2003
LT 500 kV Presidente Dutra – Teresina II + ATR 500/230 kV – 300 MVA de Teresina II	A partir de janeiro de 2003
LT 230 kV Presidente Dutra – Peritoró	A partir de janeiro de 2003
3º circuito Tucuruí - Presidente Dutra 500 kV	A partir de abril de 2003
CE S.Luis II 230kV (-70/150 Mvar)	A partir de janeiro de 2004
Compensação série 70% na LT 500 kV Boa Esperança – São João do Piauí	A partir de março de 2004
Compensação série 70% na LT 500 kV São João do Piauí - Sobradinho	A partir de março de 2004
1º ATR de Sobral 500/230 kV – 600MVA	A partir de março de 2004
LT 500 kV Sapeaçu - Camaçari II	A partir de abril de 2003
LT 500 kV Tucuruí - Açailândia	A partir de janeiro de 2005
LT 500 kV Teresina - Sobral - Fortaleza C2	A partir de janeiro de 2005

Interligação Norte / Sul

LT 500 kV Serra da Mesa – Samambaia III	A partir de abril de 2003
Compensação Série no 3º circuito Serra da Mesa – Samambaia - 500kV	A partir de abril de 2003
LT 500 kV Samambaia – Emborcação	A partir de setembro de 2002
LT 500kV Samambaia – Itumbiara	A partir de setembro de 2002
LT 500 kV Itumbiara - Marimondo	A partir de março de 2004
Interligação Norte - Sul II 500 kV– 1ª Etapa	A partir de outubro de 2003
Interligação Norte - Sul II 500 kV– 2ª Etapa	A partir de janeiro de 2004

Interligação Sudeste / Nordeste

Interligação Sudeste – Nordeste I - 500 kV	A partir de abril de 2003
--	---------------------------

Tabela 2 Limites de Intercâmbio utilizados no NEWAVE em (MWmed)

Mês	SUDESTE ® SUL					SUL ® SUDESTE					Mês
	2002	2003	2004	2005	2006	2002	2003	2004	2005	2006	
Jan	2925	2925	4567	4692	4692	1667	1904	3461	3526	3526	Jan
Fev	2925	2925	4567	4692	4692	1667	1904	3461	3526	3526	Fev
Mar	2925	4567	4567	4692	4692	1667	2827	3461	3526	3526	Mar
Abr	2925	4567	4567	4692	4692	1667	2827	3461	3526	3526	Abr
Mai	2925	4567	4567	4692	4692	1939	2827	3461	3526	3526	Mai
Jun	2925	4567	4567	4692	4692	1939	2827	3461	3526	3526	Jun
Jul	2925	4567	4567	4692	4692	1939	3908	4546	4621	4621	Jul
Ago	2925	4567	4567	4692	4692	1939	3908	4546	4621	4621	Ago
Set	2925	4567	4567	4692	4692	1904	3908	4546	4621	4621	Set
Out	2925	4567	4567	4692	4692	1904	3908	4546	4621	4621	Out
Nov	2925	4567	4567	4692	4692	1904	3908	4546	4621	4621	Nov
Dez	2925	4567	4567	4692	4692	1904	2827	3461	3526	3526	Dez

Mês	SUDESTE ® IMPERATRIZ					IMPERATRIZ ® SUDESTE					Mês
	2002	2003	2004	2005	2006	2002	2003	2004	2005	2006	
Jan	1000	1000	2200	2200	2200	176	390	1690	1690	1588	Jan
Fev	1000	1000	2200	2200	2200	176	390	1690	1690	1588	Fev
Mar	1000	1000	2200	2200	2200	176	490	1690	1690	1588	Mar
Abr	1000	1000	2200	2200	2200	176	490	1690	1690	1588	Abr
Mai	1000	1000	2200	2200	2200	138	490	1690	1690	1588	Mai
Jun	1000	1000	2200	2200	2200	44	490	1690	1690	1580	Jun
Jul	1000	1000	2200	2200	2200	0	306	1054	1054	885	Jul
Ago	1000	1000	2200	2200	2200	0	306	1054	1054	885	Ago
Set	1000	1000	2200	2200	2200	0	306	1054	1054	885	Set
Out	1000	1000	2200	2200	2200	0	742	1054	1054	885	Out
Nov	1000	1000	2200	2200	2200	0	742	1054	1054	885	Nov
Dez	1000	1000	2200	2200	2200	0	1190	1690	1690	1420	Dez

Mês	NORTE ® IMPERATRIZ					IMPERATRIZ ® NORTE					Mês
	2002	2003	2004	2005	2006	2002	2003	2004	2005	2006	
Jan	1380	1380	3407	3575	3825	1306	1306	1600	1600	1600	Jan
Fev	1380	1380	3407	3575	3825	1306	1306	1600	1600	1600	Fev
Mar	1380	1590	3407	3575	3825	1306	1306	1600	1600	1600	Mar
Abr	1380	1590	3407	3575	3825	1306	1306	1600	1600	1600	Abr
Mai	1380	1590	3407	3575	3825	1306	1306	1600	1600	1600	Mai
Jun	1380	1590	3407	3575	3825	1306	1306	1600	1600	1600	Jun
Jul	1380	1590	3407	3575	3825	1306	1306	1600	1600	1600	Jul
Ago	1380	1590	3407	3575	3825	1306	1306	1600	1600	1600	Ago
Set	1380	1590	3407	3575	3825	1306	1306	1600	1600	1600	Set
Out	1380	2114	3407	3575	3825	1306	1306	1600	1600	1600	Out
Nov	1380	2114	3407	3575	3825	1306	1306	1600	1600	1600	Nov
Dez	1380	2114	3407	3575	3825	1306	1306	1600	1600	1600	Dez

Mês	NORDESTE ® IMPERATRIZ					IMPERATRIZ ® NORDESTE					Mês
	2002	2003	2004	2005	2006	2002	2003	2004	2005	2006	
Jan	520	825	975	992	920	1000	1000	1476	1849	1849	Jan
Fev	520	825	975	992	920	1000	1000	1476	1849	1849	Fev
Mar	520	864	975	992	920	1000	1019	1476	1849	1849	Mar
Abr	520	864	975	992	920	1000	1019	1476	1849	1849	Abr
Mai	520	864	975	992	920	1000	1019	1476	1849	1849	Mai
Jun	520	864	975	992	920	1000	1019	1476	1849	1849	Jun
Jul	520	864	975	992	920	1000	1019	1476	1849	1849	Jul
Ago	520	864	975	992	920	1000	1019	1476	1849	1849	Ago
Set	520	864	975	992	920	1000	1019	1476	1849	1849	Set
Out	520	815	975	992	920	1000	1100	1476	1849	1849	Out
Nov	520	815	975	992	920	1000	1100	1476	1849	1849	Nov
Dez	520	815	975	992	920	1000	1100	1476	1849	1849	Dez

Mês	SUDESTE ® NORDESTE					NORDESTE ® SUDESTE					Mês
	2002	2003	2004	2005	2006	2002	2003	2004	2005	2006	
Jan	0	0	900	900	900	0	0	300	295	258	Jan
Fev	0	0	900	900	900	0	0	300	295	258	Fev
Mar	0	638	900	900	900	0	338	300	295	258	Mar
Abr	0	638	900	900	900	0	338	300	295	258	Abr
Mai	0	638	900	900	900	0	338	300	295	258	Mai
Jun	0	638	900	900	900	0	338	300	295	258	Jun
Jul	0	638	900	900	900	0	338	300	295	258	Jul
Ago	0	638	900	900	900	0	338	300	295	258	Ago
Set	0	638	900	900	900	0	338	300	295	258	Set
Out	0	600	900	900	900	0	300	300	295	258	Out
Nov	0	600	900	900	900	0	300	300	295	258	Nov
Dez	0	600	900	900	900	0	300	300	295	258	Dez

ANEXO IV Carga Própria de Energia e Demanda

Carga própria de energia (MWmed)

SUBSISTEMA SUDESTE/CENTRO-OESTE *						SUBSISTEMA SUL					
Mês	2002	2003	2004	2005	2006	2002	2003	2004	2005	2006	Mês
Jan	22525	24825	26165	27499	28874	6708	6829	7144	7451	7756	Jan
Fev	23099	25746	27135	28519	29944	6829	6988	7309	7624	7937	Fev
Mar	24880	26019	27424	28822	30263	7153	7139	7467	7788	8107	Mar
Abr	25702	25571	26951	28326	29741	6892	6966	7286	7600	7911	Abr
Mai	24519	25491	26868	28238	29650	6544	6917	7235	7546	7856	Mai
Jun	24340	25397	26769	28134	29541	6521	6936	7255	7567	7877	Jun
Jul	24005	25674	27061	28441	29864	6484	6982	7303	7617	7929	Jul
Ago	24337	26090	27499	28902	30347	6597	6961	7281	7594	7905	Ago
Set	24877	26357	27781	29198	30657	6653	6956	7276	7589	7900	Set
Out	25083	26285	27704	29117	30573	6867	6990	7311	7626	7938	Out
Nov	24990	26106	27516	28919	30365	6995	7123	7450	7771	8089	Nov
Dez	24710	25696	27083	28464	29888	6764	7366	7705	8036	8365	Dez
Média	24422	25771	27163	28548	29976	6751	7013	7335	7651	7964	Média
SUBSISTEMA NORDESTE **						SUBSISTEMA NORTE					
Mês	2002	2003	2004	2005	2006	2002	2003	2004	2005	2006	Mês
Jan	4896	5712	6089	6406	6726	2333	2681	2824	2976	3166	Jan
Fev	5225	5837	6222	6546	6873	2512	2685	2827	2980	3171	Fev
Mar	5378	5869	6256	6582	6911	2536	2711	2855	3009	3202	Mar
Abr	5567	5804	6187	6509	6834	2584	2713	2857	3011	3204	Abr
Mai	5496	5861	6248	6573	6901	2578	2765	2911	3068	3265	Mai
Jun	5419	5698	6074	6390	6709	2590	2774	2921	3078	3275	Jun
Jul	5548	5633	6005	6317	6633	2616	2794	2943	3101	3300	Jul
Ago	5561	5784	6166	6486	6811	2659	2838	2988	3149	3351	Ago
Set	5695	5882	6270	6596	6926	2763	2861	3012	3175	3378	Set
Out	5837	6149	6555	6896	7240	2770	2867	3020	3182	3386	Out
Nov	5849	6221	6632	6976	7325	2759	2856	3008	3170	3373	Nov
Dez	5856	6093	6495	6833	7175	2756	2853	3005	3167	3369	Dez
Média	5527	5879	6267	6592	6922	2621	2783	2931	3089	3287	Média
PARCELA REFERENTE À ANDE + BOMB						PARCELA REFERENTE À IRRIGAÇÃO					
Mês	2002	2003	2004	2005	2006	2002	2003	2004	2005	2006	Mês
Jan	730	748	766	785	804	-	528	540	551	563	Jan
Fev	742	760	779	798	818	-	528	540	551	563	Fev
Mar	745	763	782	801	821	-	528	540	551	563	Mar
Abr	699	716	734	753	772	-	528	540	551	563	Abr
Mai	608	623	638	653	669	-	528	540	551	563	Mai
Jun	641	657	673	689	706	-	528	540	551	563	Jun
Jul	662	678	695	712	730	-	528	540	551	563	Jul
Ago	672	689	706	723	741	-	528	540	551	563	Ago
Set	689	706	724	742	760	516	528	540	551	563	Set
Out	702	719	737	756	775	516	528	540	551	563	Out
Nov	691	708	726	744	763	516	528	540	551	563	Nov
Dez	726	744	763	782	802	516	528	540	551	563	Dez
Média	692	709	727	745	763	516	528	540	551	563	Média

* Não inclui Ande+Bomb. Bomb Light = 102 MWmed de jan a mar e 83 MWmed de abr a dez / Bomb EMAE = 6 MWmed.

** Não inclui Irrigação. Os valores de janeiro a julho de 2002 correspondem aos valores verificados, com exceção das parcelas referentes à Ande + Bomb e Irrigação. Para agosto de 2002 foram utilizados os valores previstos para o PMO. Os demais valores baseiam-se na segunda revisão quadrimestral de 2002.

Carga própria de demanda (MWh/h)

SUBSISTEMA SUDESTE/CENTRO-OESTE *					
Mês	2002	2003	2004	2005	2006
Jan	28170	33919	35984	38063	40226
Fev	29760	33804	35862	37934	40089
Mar	31320	33812	35870	37942	40098
Abr	32477	33631	35678	37739	39883
Mai	32429	33611	35657	37716	39859
Jun	32523	33129	35145	37175	39288
Jul	32018	31832	33770	35720	37749
Ago	32454	32307	34274	36253	38313
Set	32918	35006	37137	39283	41515
Out	32249	34590	36696	38815	41021
Nov	31649	32897	34900	36916	39013
Dez	31672	33571	35615	37672	39813
Média	31637	33509	35549	37602	39739

SUBSISTEMA SUL					
2002	2003	2004	2005	2006	Mês
8460	8819	9294	9771	10253	Jan
9092	9066	9554	10045	10541	Fev
9369	9729	10253	10780	11312	Mar
9246	10028	10568	11110	11659	Abr
9334	9776	10302	10831	11366	Mai
9394	9815	10343	10874	11411	Jun
9133	9606	10123	10643	11169	Jul
8859	9791	10318	10848	11383	Ago
8821	9472	9982	10495	11013	Set
8606	9371	9875	10383	10895	Out
8535	9414	9920	10430	10945	Nov
8506	9317	9818	10323	10832	Dez
8946	9517	10029	10544	11065	Média

SUBSISTEMA NORDESTE **					
Mês	2002	2003	2004	2005	2006
Jan	5995	7457	8002	8474	8958
Fev	6547	7364	7902	8369	8846
Mar	6680	7628	8186	8669	9163
Abr	6812	7685	8247	8733	9232
Mai	6895	7599	8154	8635	9127
Jun	6853	7582	8136	8616	9108
Jul	7008	7406	7946	8416	8896
Ago	6924	7508	8056	8532	9018
Set	7161	7765	8332	8824	9327
Out	7078	7675	8235	8722	9219
Nov	7100	7699	8261	8749	9248
Dez	7196	7803	8373	8867	9373
Média	6854	7598	8152	8634	9126

SUBSISTEMA NORTE					
2002	2003	2004	2005	2006	Mês
2787	2890	3043	3208	3413	Jan
2861	2949	3105	3273	3482	Fev
2846	2968	3125	3294	3505	Mar
2910	3029	3189	3362	3577	Abr
2960	3086	3249	3425	3644	Mai
2924	3067	3229	3404	3621	Jun
2936	3035	3196	3369	3584	Jul
2951	3125	3290	3468	3690	Ago
2925	3112	3277	3454	3675	Set
2909	3112	3277	3454	3675	Out
2895	3144	3310	3489	3712	Nov
2884	3131	3297	3475	3698	Dez
2899	3054	3216	3389	3606	Média

* Não inclui Ande+Bomb.

** Não inclui Irrigação.

Os valores de janeiro a julho de 2002 correspondem aos valores verificados. Para agosto de 2002 foram utilizados os valores previstos para o PMO. Os demais valores baseiam-se na segunda revisão quadrimestral de 2002.

ANEXO V Volumes de Espera (%)

	Furnas	MascMoraes	Marimbondo	AVermelha	Emborcação	NPonte	Itumbiara	São Simão	Barra Bonita	Promissão	Ilha+Três Irmãos
set/02	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
out/02	86,31	89,16	61,54	57,19	95,08	96,86	80,09	53,36	72,72	69,38	30,80
nov/02	86,31	89,16	61,54	57,19	95,08	96,86	80,09	53,36	72,72	69,38	30,80
dez/02	88,17	89,16	66,97	63,23	95,78	97,30	81,49	59,94	73,89	73,70	40,56
jan/03	91,74	89,16	74,41	71,52	96,73	97,91	85,63	68,97	79,35	79,63	53,96
fev/03	95,20	89,16	83,23	81,33	97,86	98,63	90,58	79,66	86,36	86,65	69,82
mar/03	98,87	91,20	93,58	92,85	99,18	99,48	97,74	92,21	92,99	94,88	88,44
abr/03	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
mai/03	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
jun/03	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
jul/03	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
ago/03	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
set/03	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
out/03	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
nov/03	86,31	89,16	61,54	57,19	95,08	96,86	80,09	53,36	72,72	69,38	30,80
dez/03	88,17	89,16	66,97	63,23	95,78	97,30	81,49	59,94	73,89	73,70	40,56

OBS 1: cenário de tendências macroclimáticas NORMAL para o sistema de reservatórios da bacia do rio Paraná no ciclo 2001/2002.

OBS 2: cenário independente (sem tendências macroclimáticas) para o sistema de reservatórios da bacia do rio Paraná nos ciclos 2002/2003, 2003/2004, 2004/2005 e 2005/2006.

OBS 3: cenário independente (sem tendências macroclimáticas) para os sistemas de reservatórios das bacias dos rios Iguaçu e Jacuí nos ciclos 2001/2002, 2002/2003, 2003/2004.

OBS 4: cenário independente (sem tendências macroclimáticas) para os sistemas de reservatórios das bacias dos rios Paranapanema, Alto Grande (Camargos), São Francisco.

	Camargos	Jurumirim	Chavantes	Santa Branca	Funil	Três Marias	Sobradinho	Itaparica	Boa Esperança	Salto Santiago	Passo Real
set/02	100,00	91,79	98,36	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	93,15
out/02	59,52	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
nov/02	59,52	96,52	99,67	100,00	100,00	75,00	77,61	74,86	72,00	100,00	100,00
dez/02	59,52	81,67	96,05	95,00	82,20	76,20	77,95	56,51	72,00	100,00	100,00
jan/03	67,71	81,36	86,52	95,00	82,20	77,69	78,72	56,51	64,00	100,00	100,00
fev/03	83,78	81,67	86,52	95,00	82,20	87,96	87,60	56,51	64,00	100,00	100,00
mar/03	100,00	81,67	86,52	95,00	85,80	95,81	95,36	67,38	64,00	100,00	100,00
abr/03	100,00	81,67	86,52	100,00	100,00	100,00	99,34	100,00	72,00	100,00	94,94
mai/03	100,00	81,67	86,19	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	99,76	94,94
jun/03	100,00	91,79	98,36	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	94,94
jul/03	100,00	91,79	98,36	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	94,94
ago/03	100,00	91,79	98,36	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	94,94
set/03	100,00	91,79	98,36	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	95,23
out/03	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
nov/03	59,52	96,52	99,67	100,00	100,00	75,00	77,61	74,86	72,00	100,00	100,00
dez/03	59,52	81,67	96,05	95,00	82,20	76,20	77,95	56,51	72,00	100,00	100,00

OBS 1: cenário de tendências macroclimáticas NORMAL para o sistema de reservatórios da bacia do rio Paraná no ciclo 2001/2002.

OBS 2: cenário independente (sem tendências macroclimáticas) para o sistema de reservatórios da bacia do rio Paraná nos ciclos 2002/2003, 2003/2004, 2004/2005 e 2005/2006.

OBS 3: cenário independente (sem tendências macroclimáticas) para os sistemas de reservatórios das bacias dos rios Iguaçu e Jacuí nos ciclos 2001/2002, 2002/2003, 2003/2004.

OBS 4: cenário independente (sem tendências macroclimáticas) para os sistemas de reservatórios das bacias dos rios Paranapanema, Alto Grande (Camargos), São Francisco.

	Furnas	MascMoraes	Marimbondo	AVermelha	Emborcação	NPonte	Itumbiara	São Simão	Barra Bonita	Promissão	Ilha+Três Irmãos
jan/04	91,74	89,16	71,52	71,52	96,73	97,91	85,63	68,97	79,35	79,63	53,96
fev/04	95,20	89,16	81,33	81,33	97,86	98,63	90,58	79,66	86,36	86,65	69,82
Mar/04	98,87	91,20	92,85	92,85	99,18	99,48	97,74	92,21	92,99	94,88	88,44
abr/04	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
mai/04	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
jun/04	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
jul/04	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
ago/04	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
set/04	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
out/04	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
nov/04	86,31	89,16	57,19	57,19	95,08	96,86	80,09	53,36	72,72	69,38	30,80
dez/04	88,17	89,16	63,23	63,23	95,78	97,30	81,49	59,94	73,89	73,70	40,56
jan/05	91,74	89,16	71,52	71,52	96,73	97,91	85,63	68,97	79,35	79,63	53,96
fev/05	95,20	89,16	81,33	81,33	97,86	98,63	90,58	79,66	86,36	86,65	69,82
mar/05	98,87	91,20	92,85	92,85	99,18	99,48	97,74	92,21	92,99	94,88	88,44
abr/05	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
mai/05	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
jun/05	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
jul/05	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
ago/05	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
set/05	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
out/05	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
nov/05	86,31	89,16	57,19	57,19	95,08	96,86	80,09	53,36	72,72	69,38	30,80
dez/05	88,17	89,16	63,23	63,23	95,78	97,30	81,49	59,94	73,89	73,70	40,56

OBS 1: cenário de tendências macroclimáticas NORMAL para o sistema de reservatórios da bacia do rio Paraná no ciclo 2001/2002.

OBS 2: cenário independente (sem tendências macroclimáticas) para o sistema de reservatórios da bacia do rio Paraná nos ciclos 2002/2003, 2003/2004, 2004/2005 e 2005/2006.

OBS 3: cenário independente (sem tendências macroclimáticas) para os sistemas de reservatórios das bacias dos rios Iguaçu e Jacuí nos ciclos 2001/2002, 2002/2003, 2003/2004.

OBS 4: cenário independente (sem tendências macroclimáticas) para os sistemas de reservatórios das bacias dos rios Paranapanema, Alto Grande (Camargos), São Francisco.

	Camargos	Jurumirim	Chavantes	Santa Branca	Funil	Três Marias	Sobradinho	Itaparica	Boa Esperança	Salto Santiago	Passo Real
jan/04	67,71	81,36	86,52	95,00	82,20	77,69	78,72	56,51	64,00	100,00	100,00
fev/04	83,78	81,67	86,52	95,00	82,20	87,96	87,60	56,51	64,00	100,00	100,00
mar/04	100,00	81,67	86,52	95,00	85,80	95,81	95,36	67,38	64,00	100,00	100,00
abr/04	100,00	81,67	86,52	100,00	100,00	100,00	99,34	100,00	72,00	100,00	94,94
mai/04	100,00	81,67	86,19	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	99,76	94,94
jun/04	100,00	91,79	98,36	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	94,94
jul/04	100,00	91,79	98,36	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	94,94
ago/04	100,00	91,79	98,36	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	94,94
set/04	100,00	91,79	98,36	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	95,23
out/04	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
nov/04	59,52	96,52	99,67	100,00	100,00	75,00	77,61	74,86	72,00	100,00	100,00
dez/04	59,52	81,67	96,05	95,00	82,20	76,20	77,95	56,51	72,00	100,00	100,00
jan/05	67,71	81,36	86,52	95,00	82,20	77,69	78,72	56,51	64,00	100,00	100,00
fev/05	83,78	81,67	86,52	95,00	82,20	87,96	87,60	56,51	64,00	100,00	100,00
mar/05	100,00	81,67	86,52	95,00	85,80	95,81	95,36	67,38	64,00	100,00	100,00
abr/05	100,00	81,67	86,52	100,00	100,00	100,00	99,34	100,00	72,00	100,00	94,94
mai/05	100,00	81,67	86,19	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	99,76	94,94
jun/05	100,00	91,79	98,36	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	94,94
jul/05	100,00	91,79	98,36	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	94,94
ago/05	100,00	91,79	98,36	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	94,94
set/05	100,00	91,79	98,36	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	95,23
out/05	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
nov/05	59,52	96,52	99,67	100,00	100,00	75,00	77,61	74,86	72,00	100,00	100,00
dez/05	59,52	81,67	96,05	95,00	82,20	76,20	77,95	56,51	72,00	100,00	100,00

OBS 1: cenário de tendências macroclimáticas NORMAL para o sistema de reservatórios da bacia do rio Paraná no ciclo 2001/2002.

OBS 2: cenário independente (sem tendências macroclimáticas) para o sistema de reservatórios da bacia do rio Paraná nos ciclos 2002/2003, 2003/2004, 2004/2005 e 2005/2006.

OBS 3: cenário independente (sem tendências macroclimáticas) para os sistemas de reservatórios das bacias dos rios Iguaçu e Jacuí nos ciclos 2001/2002, 2002/2003, 2003/2004.

OBS 4: cenário independente (sem tendências macroclimáticas) para os sistemas de reservatórios das bacias dos rios Paranapanema, Alto Grande (Camargos), São Francisco.

	Furnas	MascMoraes	Marimbondo	AVermelha	Emborcação	NPonte	Itumbiara	São Simão	Barra Bonita	Promissão	Ilha+Três Irmãos
jan/06	91,74	89,16	74,41	71,52	96,73	97,91	85,63	68,97	79,35	79,63	53,96
fev/06	95,20	89,16	83,23	81,33	97,86	98,63	90,58	79,66	86,36	86,65	69,82
mar/06	98,87	91,20	93,58	92,85	99,18	99,48	97,74	92,21	92,99	94,88	88,44
abr/06	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
mai/06	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
jun/06	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
jul/06	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
ago/06	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
set/06	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
out/06	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
nov/06	86,31	89,16	61,54	57,19	95,08	96,86	80,09	53,36	72,72	69,38	30,80
dez/06	88,17	89,16	66,97	63,23	95,78	97,30	81,49	59,94	73,89	73,70	40,56
	Camargos	Jurumirim	Chavantes	Santa Branca	Funil	Três Marias	Sobradinho	Itaparica	Boa Esperança	Salto Santiago	Passo Real
jan/06	67,71	81,36	86,52	95,00	82,20	77,69	78,72	56,51	64,00	100,00	100,00
fev/06	83,78	81,67	86,52	95,00	82,20	87,96	87,60	56,51	64,00	100,00	100,00
mar/06	100,00	81,67	86,52	95,00	85,80	95,81	95,36	67,38	64,00	100,00	100,00
abr/06	100,00	81,67	86,52	100,00	100,00	100,00	99,34	100,00	72,00	100,00	94,94
mai/06	100,00	81,67	86,19	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	99,76	94,94
jun/06	100,00	91,79	98,36	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	94,94
jul/06	100,00	91,79	98,36	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	94,94
ago/06	100,00	91,79	98,36	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	94,94
set/06	100,00	91,79	98,36	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	95,23
out/06	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
nov/06	59,52	96,52	99,67	100,00	100,00	75,00	77,61	74,86	72,00	100,00	100,00
dez/06	59,52	81,67	96,05	95,00	82,20	76,20	77,95	56,51	72,00	100,00	100,00

OBS 1: cenário de tendências macroclimáticas NORMAL para o sistema de reservatórios da bacia do rio Paraná no ciclo 2001/2002.

OBS 2: cenário independente (sem tendências macroclimáticas) para o sistema de reservatórios da bacia do rio Paraná nos ciclos 2002/2003, 2003/2004, 2004/2005 e 2005/2006.

OBS 3: cenário independente (sem tendências macroclimáticas) para os sistemas de reservatórios das bacias dos rios Iguçu e Jacuí nos ciclos 2001/2002, 2002/2003, 2003/2004.

OBS 4: cenário independente (sem tendências macroclimáticas) para os sistemas de reservatórios das bacias dos rios Paranapanema, Alto Grande (Camargos), São Francisco.

ANEXO VI Restrições Operativas

Subsistema Sudeste/ Centro-Oeste

GRANDE

UHE Marimbondo	Cota Máxima 445,73 m (95,0% VU)
UHE Camargos / Itutinga	Defluência Mínima de 50 m ³ /s (Navegação) * ¹
UHE Igarapava	Defluência Mínima de 263 m ³ /s
UHE Caconde	Defluência Mínima de 32 m ³ /s (usuários a jusante)
UHE A. S. Oliveira	Defluência Mínima de 28 m ³ /s (usuários a jusante)

ALTO-TIETÊ

Sistema Alto – Tietê	Bombeamento de 10% da vazão afluente a Edgard de Souza
UHE Barra Bonita	Defluência Mínima de 160 m ³ /s (Oxigenação da água)
UHE Henry Borden	Defluência Mínima de 6 m ³ /s (Atendimento de ponta / Captação)

SÃO FRANCISCO

UHE Três Marias	Defluência Mínima de 500 m ³ /s (Navegação)
-----------------	--

PARAÍBA DO SUL

UHE Paraibuna	Defluência Mínima de 30 m ³ /s (Portaria 022)
UHE Santa Branca	Defluência Mínima de 40 m ³ /s (Portaria 022)
UHE Jaguarí	Defluência Mínima de 10 m ³ /s (Portaria 022)
UHE Funil	Defluência Mínima de 80 m ³ /s (Portaria 022)
Santa Cecília	Defluência Mínima de 90 m ³ /s (Portaria 022)
UHE Fontes-Lajes	Defluência Mínima de 6 m ³ /s (CEDAE)
UHE Pereira Passos	Defluência Mínima de 120 m ³ /s (Captação)

DOCE

UHE Mascarenhas	Defluência Mínima de 210 m ³ /s (Captação)
UHE Salto Grande	Defluência Mínima de 19 m ³ /s

PARANAÍBA

UHE Emborcação	Defluência Mínima de 226 m ³ /s * ²
UHE Nova Ponte	Defluência Mínima de 51 m ³ /s
UHE São Simão	Defluência Mínima de 369 m ³ /s * ²
UHE Miranda	Defluência Mínima de 135 m ³ /s * ²

PIRACICABA

UHE Guilman Amorim	Defluência Mínima de 0,8 m ³ /s – trecho Barragem – Casa de Força 20 m ³ /s – trecho Barragem – UHE Sá Carvalho (manter a ictiofauna)
--------------------	--

PARANÁ

UHE Jupia	Defluência Mínima de 4000 m ³ /s (Meio ambiente)
UHE Porto Primavera	Defluência Mínima de 5500 m ³ /s – de 5:00 às 24:00 (navegação)

PARANAPANEMA

UHE Jurumirim	Defluência Mínima de 147 m ³ /s (contrato de concessão)
UHE Chavantes	Defluência Mínima de 80 m ³ /s (Meio ambiente)

MUCURÍ

UHE Santa Clara	Defluência Mínima de 15 m ³ /s (Meio Ambiente)
-----------------	---

Subsistema Sul

IGUAÇU

UHE Salto Caxias Defluência Mínima de 200 m³/s (preservar a ictiofauna)

URUGUAI

UHE Itá Defluência Mínima de 150 m³/s (Meio ambiente)

JACUÍ

UHE Dona Francisca Defluência Mínima de 212 m³/s (Meio ambiente)

Subsistema Nordeste

SÃO FRANCISCO

UHE Sobradinho Defluência Mínima de 1300 m³/s (Captação)

UHE Itaparica Defluência Mínima de 1300 m³/s (Captação)

UHE Xingó Defluência Mínima de 1300 m³/s (Captação)

PARNAÍBA

UHE Boa Esperança Defluência Mínima de 240 m³/s (Captação)

Subsistema Norte

TOCANTINS

UHE Tucuruí Defluência Mínima de 2000 m³/s (Cavitação)

*¹ Esta restrição deveria valer apenas até o início do enchimento do volume morto da UHE Funil-Grande, porém na atual versão do modelo NEWAVE não é permitido adotar esta restrição temporariamente, portanto a mesma foi considerada para todo o horizonte.

*² Valor referente ao período de Piracema, porém o mesmo foi adotado para todo o horizonte, segundo recomendação da Supervisão de Hidrologia, uma vez que o modelo NEWAVE não permite adotar esta restrição de forma sazonal.

ANEXO VII Características das Usinas Térmicas

EMPRESA	USINA	UNID	TIPO	POTÊNCIA EFETIVA (MW)	TIF (%)	IP (%)	FCMAX (%)	
Aracruz Celulose	Aracruz	1	Biomassa/ Óleo Comb	83,2	-	11,09	80	
Cataguazes Leopoldina	Juiz de Fora	1-2	Gás	2 x 43,5	-	10	100	
		3	Gás	21,0 *	-	10	100	
CEB	UTE Brasília	1-2	Óleo	2 x 5,0	19,45	6,68	80	
CELG	P.Térmicas		Óleo Comb	0,8	-	-	-	
CEMAT	P.Térmicas		Óleo Comb	2,1	-	-	-	
CEMIG	Igarapé	1	Óleo 7A	131,0	8,46	9,27	100	
	P.Térmicas		Diesel	0,4	-	-	-	
CPFL	Carioba	1-2	Óleo Comb	2 x 18,0	2,3	5,7	100	
EL PASO	Macaé Merchant	1-20	Gás	20 x 45,0	6,00	1,47	100	
ELETRONUCLEAR	Angra I	1	Nuclear	657,0	3,50	14,00	100	
	Angra II	1	Nuclear	1350,0	3,00	8,00	100	
EMAE	Piratininga	1-2	Óleo/Gás	2 x 100,0	1,47	11,02	100	
		3-4	Óleo Comb	2 x 136,0	11,60	9,27	100	
EPE	Cuiabá	1-2	Gás	2 x 150,0	-	9,27	90	
		3	Vapor	180,0	-	9,27	90	
FURNAS	R.Silveira	1-2	Gás	2 x 16,0	2,06	12,25	100	
	Santa Cruz	1-2	Óleo Comb	2 x 84,0	13,00	11,09	100	
		3-4	Óleo Comb	2 x 220,0	9,18	5,44	100	
Equipav S.A.	Equipav	1	Bagaçó	37,6	-	10	100	
Ibiritermo	Ibirité	1	Gás	150,0	-	10	100	
		2-3	Gás	2 x 198,9 *	-	10	100	
		4-6	Vapor	3 x 85,0 *	-	10	100	
PETROBRAS	Nova Piratininga	1-4	Gás	4 x 100,0	-	10	100	
		Três Lagoas	1-4	Gás	4 x 60,0	-	10	100
			5-6	Gás	2 x 60,0 *	-	10	100
	Canoas	1	Gás	154,8	-	10	100	
		2	Gás	90,0 *	-	10	100	
		3	Gás	250,0 *	-	10	100	
Sta Adélia	Sta Adélia	1	Bagaçó	34,0	-	10	100	
SFE	Eletrobolt	1-8	Gás	8 x 47,0	-	8,00	100	
Termocorumbá	Corumbá	1	Gás	88,0	-	10	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 123,25	-	10	100	
UTE Norte Fluminense S/A	Norte Fluminense	1-3	Gás	3 x 158,0	3,00	4,00	100	
		4	Vapor	251,0	3,00	4,00	100	
TRACTEBEL	Willian Arjona	1-3	Gás	3 x 40,0	-	-	87	

* Máquinas não consideradas nas simulações por não estarem em consonância com a Resolução GCE nº 109.

Observação: Em azul (*italico*) foram destacadas alterações ocorridas desde o Plano anual (PMO de fevereiro/2002).

EMPRESA	USINA	UNID	TIPO	POTÊNCIA EFETIVA (MW)	TIF (%)	IP (%)	FCMAX (%)
AES-Uruguaiana**	Uruguaiana	1-2	Gás	2 x 175,0	-	4,42	83,33
		3	Gás	250,0	-	4,42	83,33
CGTEE	P. Médici	1-2	Carvão	2 x 63,0	1,79	11,09	100
	P. Médici	3-4	Carvão	2 x 160,0	11,60	9,27	100
	Nutepa	1-3	Óleo Comb	3 x 8,0	33,00	-	100
	São Jerônimo	1-2	Carvão	2 x 5,0	25,00	-	100
3		Carvão	10,0	25,00	-	100	
CIEN	Argentina 1	-	Interligação	1018,0	3,00	-	100
	Argentina 1B	-	Interligação	60,0	1,00	2,00	100
	Argentina 2A	-	Interligação	400,0	1,37	1,37	100
	Argentina 2B	-	Interligação	300,0	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	87
ENERSUL	P.Térmicas		Óleo Comb	6,0	-	-	-
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	96
	J. Lacerda A	1-2	Carvão	2 x 50,0	44,67	12,25	100
		3-4	Carvão	2 x 66,0	10,38	11,09	100
	J. Lacerda B	5-6	Carvão	2 x 131,0	6,00	11,02	100
J. Lacerda C	1	Carvão	363,0	4,11	5,44	100	
			363,0	4,11	5,44	100	
UEG Araucária Ltda	Araucária	1-2	Gás	2 x 156,6	-	8,00	100
		3	Vapor	156,6	-	8,00	100
CGT Fortaleza S.A.	Fortaleza	1	Gás	346,6	-	10	100
CHESF	Camaçari	1-5	Diesel	5 x 58,0	27,89	6,67	43
COELBA	P.Térmicas		Diesel	1,2	-	-	-
FAFEN	FAFEN	1	Gás	30,0	4,00	-	100
		2	Gás	34,0	4,00	-	100
MPX Termoceará	Termoceará	1-4	Gás	4 x 50,0	-	10	100
Termobahia Ltda	Termobahia	1	Gás	190,0	-	-	100
Termoaçu S.A.	Vale do Açú	1	Gás	347,4 *	3,00	5,20	90

* Máquinas não consideradas nas simulações por não estarem em consonância com a Resolução GCE nº 109.

** A UTE Uruguaiana, de propriedade da AES-Uruguaiana, foi considerada com restrição operativa, com suas gerações máxima e mínima mantidas iguais a 500 MW.

Observação: Em azul (*italico*) foram destacadas alterações ocorridas desde o Plano anual (PMO de fevereiro/2002).

USINAS TÉRMICAS EMERGENCIAIS

EMPRESA	USINA	UNID	TIPO	POTÊNCIA (MW) CONTRATADA	TIF (%)	IP (%)	FCMAX (%)
Aruaná Termoeletricas	Xavantes	1	Diesel	48,0	-	-	100
Cocal	Cocal	1	Bagaçó	18,3	-	-	100
PIE-PR	PIE-RP	1	Biomassa	4,66	-	-	100

Continua

USINAS TÉRMICAS EMERGENCIAIS (continuação)

EMPRESA	USINA	UNID	TIPO	POTÊNCIA (MW) CONTRATADA	TIF (%)	IP (%)	FCMAX (%)
Brasympe	Carapina Brasympe	1	Diesel	40,0	-	-	100
	CIVIT Brasympe	1	Diesel	20,0	-	-	100
	Jardim Brasympe	1	Diesel	60,0	-	-	100
	Ponta deUbu	1	Diesel	40,0	-	-	100
	Rio Largo Brasympe	1	Diesel	168,0	-	-	100
	Tubarão	1	Diesel	40,0	-	-	100
Bahia I	Bahia I	1	Diesel	20,92	-	-	100
Breitener Energ. S.A.	Breitener	1	Diesel	162,3	-	-	100
CGE S.A.	Aquiraz	1	Diesel	13,94	-	-	100
	Cagece	1	Diesel	13,94	-	-	100
	Coluna	1	Diesel	9,3	-	-	100
	Distrito Industrial I	1	Diesel	20,13	-	-	100
	Distrito Industrial II	1	Diesel	20,13	-	-	100
	Jaboti	1	Diesel	12,39	-	-	100
	Maranguape	1	Diesel	15,49	-	-	100
	Pacajus	1	Diesel	9,29	-	-	100
	Paraipaba	1	Diesel	12,39	-	-	100
Cia Energ. Petrolina	Petrolina	1	Diesel	136,2	-	-	100
Destilaria J.B. Ltda	Destilaria J.B.	1	Bagaco	18,0	-	-	100
Enquia Gen BA Ltda	Altos	1	Diesel	13,0	-	-	100
	Acarati	1	Diesel	11,4	-	-	100
	Baturité	1	Diesel	11,4	-	-	100
	Campo Maior	1	Diesel	13,0	-	-	100
	Caucaia	1	Diesel	13,15	-	-	100
	Crato	1	Diesel	13,1	-	-	100
	Enguia Pecem	1	Diesel	13,15	-	-	100
	Iguatu	1	Diesel	13,15	-	-	100
	Jaguarari	1	Diesel	100,4	-	-	100
	Juazeiro do Norte	1	Diesel	13,15	-	-	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	Bagaco	25,0	-	-	100
Nordeste Generation	Nordeste Gen	1-2	Óleo	2 x 35,3	-	-	100
		3	Óleo	36,5	-	-	100
		4-5	Óleo	2x57,2	-	-	100
Parnamirim Energia	Parnamirim	1	Diesel	93,0	-	-	100
Termelétrica Potiquar	Termelétrica Potiquar	1	Diesel	48,0	-	-	100
TERMO GCS Ltda	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 Ltda	Termocabo	1	Gás	94,6	-	-	100
TermoElétrica Itaenga	Itaenga	1	Diesel / Bagaco	25,0	-	-	100
TRACTEBEL	Ariona 4 e 5	4-5	Gás	2 x 31,25	-	-	100

Observação: Em azul (*itálico*) foram destacadas alterações ocorridas desde o Plano anual (PMO de fevereiro/2002).

ANEXO VIII Características das Usinas Hidráulicas

EMPRESA	USINA	POTÊNCIA EFETIVA (MW)		RENDIMENTO TxG (P.U.)	PRODUTIBILIDADE ASSOC. 65% V.U. (MW/m³/s)	
		UNITÁRIO	TOTAL			
CEMIG	Camargos	2 x 23	46	0,87	0,1791	
		<i>2 x 12,5</i>				
	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	0,7752	
		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	
		<i>Irapé</i>	<i>3 x 120</i>	<i>360</i>	<i>0,91</i>	<i>1,4906</i>
		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	
	Porto Estrela	2 x 56	112	0,92	0,4242	
CESP-Paraná		4 x 176				
	Ilha Solteira	11 x 170	3444	0,90	0,3901	
		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	18 x 110	1980	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	
Duke Energy	A.A. Laydner	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	
	Taquarucu	5 x 110,8	554	0,90	0,2207	
	Rosana	4 x 93	372	0,90	0,1720	
AES Tietê	Euclides da Cunha	4 x 27,2	108,8	0,85	0,7461	
	A. S.Oliveira	2 x 16	32	0,84	0,2065	
	Água Vermelha	6 x 232,7	1396,2	0,90	0,4710	
		1 x 41,2				
	Caconde	1 x 39,2	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 48	144	0,86	0,1881	
					0	
	Ibitinga	3 x 44	132	0,90	,1872	
	Promissão	3 x 88	264	0,90	0,2059	
	N. Avanhandava	3 x 115,8	347,4	0,90	0,2601	

Obs.: Em azul (*itálico*) estão destacadas as alterações em relação ao Plano Anual (PMO de fevereiro/2002).

EMPRESA	USINA	POTÊNCIA EFETIVA (MW)		RENDIMENTO TxG (P.U.)	PRODUTIBILIDADE ASSOC. 65% V.U. (MW/m³/s)		
		UNITÁRIO	TOTAL				
CDSA	Cachoeira Dourada	2	x	17	658	0,89	0,2826
		3	x	54			
		3	x	84			
		2	x	105			
EMAE	Henry Borden	1	x	35	888	0,81	5,6537
		1	x	40			
		5	x	65			
		1	x	68			
		6	x	70			
ESCELSA	Mascarenhas	2	x	45	131	0,89	0,1855
	Furnas	8	x	164	1312	0,88	0,7726
FURNAS	Masc. de Moraes	2	x	38	478	0,85	0,3337
		2	x	45			
	Estreito	4	x	51	1104	0,90	0,5627
		2	x	54			
		6	x	184			
		4	x	82			
		8	x	186			
		6	x	380			
		3	x	74			
		3	x	125			
3	x	425					
4	x	52,5	210	0,90	0,5146		
ITAIPU	ITAIPU	20	x	700	14000	0,92	1,0647
LIGHT	Fontes	1	x	44	132	0,85	2,5962
		2	x	44			
	Nilo Peçanha	2	x	48	380	0,87	2,633
		4	x	71			
	Pereira Passos	2	x	50	100	0,85	0,3140
	Santa Branca	2	x	29	58	0,90	0,3524
		1	x	26			
		1	x	27			
		1	x	32			
	Ilha dos Pombos	1	x	32	182	0,79	0,2588
1		x	48				
		1	x	49			
Consumo das Usinas de Bombeamento:							
SOBRAGI	Sobraqi	3	x	20	60	0,86	0,6252
CEEE	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
GERASUL	Passo Fundo	2	x	113	226	0,91	2,2429
		4	x	355	2130	0,90	0,8820
	Salto Osório	2	x	355 *	1078	0,90	0,6307
		4	x	182			
	Itá	2	x	175	1450	0,91	0,9186

EMPRESA	USINA	POTÊNCIA EFETIVA (MW)		RENDIMENTO TxG (P.U.)	PRODUTIBILIDADE ASSOC. 65% V.U. (MW/m ³ /s)
		UNITÁRIO	TOTAL		
GERASUL	Machadinho	3 x 380	1140	0,91	0,9187
	Cana Brava	3 x <i>157,2</i>	<i>471,6</i>	0,91	0,3990

Obs.: Em azul (*itálico*) estão destacadas as alterações em relação ao Plano Anual (PMO de fevereiro/2002).

* Máquinas não consideradas nas simulações por não estarem em consonância com a Resolução GCE nº 109.

EMPRESA	USINA	POTÊNCIA EFETIVA (MW)		RENDIMENTO TxG (P.U.)	PRODUTIBILIDADE ASSOC. 65% V.U. (MW/m³/s)	
		UNITÁRIO	TOTAL			
CHESF	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 123	1 x	75	1423	0,90	0,38
		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
	2 x	49				
	2 x	63,5	225	0,92	0,3719	
CELPA	Curuá-Una	3 x	10	30	0,88	0,1570
ELETRONORTE	Tucuruí	12 x	350	8365	0,936	0,4793
		2 x	20			
		11 x	375			
VALE PARANAPANEMA	Rosal	2 x	27,5	55	0,92	1,6950
INVESTCO	Lajeado	5 x	180,5	902,5	0,91	0,3169
	Barra Grande	3 x	230	690	0,92	1,3436
	Campos Novos	3 x	293,3	880	0,91	1,6177
	Candongá	3 x	31,7	95,1	0,90	0,4539
	Corumbá IV	2 x	63,5	127	0,93	0,6190
	Dona Francisca	2 x	62,5	125	0,88	0,3432
	Guaporé	3 x	40	120	0,92	1,4108
	Itapebi	3 x	150	450	0,92	0,7032
	Itiquira I	2 x	30,2	60,4	0,90	0,7731
	Itiquira II	2 x	47,6	94,47	0,91	1,1593
	Jauru	3 x	39,3	118	0,92	0,9648
	<i>Monte Claro</i>	<i>1 x</i>	<i>43,3</i>			
		<i>2 x</i>	<i>43,4</i>	<i>130</i>	<i>0,92</i>	<i>0,3581</i>
	Ourinhos	3 x	14,7	44	0,89	0,0943
	<i>Peixe Angical</i>	<i>4 x</i>	<i>112,5</i>	<i>450</i>	<i>0,92</i>	<i>0,2279</i>
	Piraju	2 x	40	80	0,90	0,2296
	Ponte de Pedra	3 x	58,7	176	0,92	2,2012
		3 x	40	120		
	Quebra-Queixo	2 x	15		0,92	1,0521
	Sá Carvalho	1 x	18			
		1 x	30	78	0,88	0,9375
	Santa Clara	3 x	20	60	0,89	0,4584

Obs.: Em azul (*itálico*) estão destacadas as alterações em relação ao Plano Anual (PMO de fevereiro/2002).

* Máquinas não consideradas nas simulações por não estarem em consonância com a Resolução GCE nº 109.

ANEXO IX Características de Reservatórios

EMPRESA	USINA	VOLUME (hm³)			COTA		CANAL FUGA MÉDIO (m)	
		MÁXIMO	MÍNIMO	ÚTIL	MÁXIMA	MÍNIMA		
CDSA	Cach.Dourada	460	460	0	434,12	434,12	401,10	
	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	
CEMIG	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	
	<i>Irapé</i>	<i>5964</i>	<i>2268</i>	<i>3696</i>	<i>510,00</i>	<i>470,80</i>	<i>328,00</i>	
	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	12	12	0	495,00	495,00	375,50	
	Porto Estrela	89	56	33	255,00	246,00	204,00	
	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	
Jupiá		3354	3354	0	280,00	280,00	257,00	
P.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	
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		
AES Tietê	Caconde	555	51	504	855,00	825,00	750,00	
	E. da Cunha	14	14	0	665,00	665,00	573,50	
	A.S.Oliveira	25	25	0	573,00	573,00	547,60	
	A. 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	
N. Avanhandava	2720	2720	0	358,00	358,00	328,00		
EMAE	Billings	1167	1	1166	747,65	729,15	728,75	
	<i>Guarapiranga</i>	<i>197</i>	<i>1</i>	<i>196</i>	<i>737,77</i>	<i>726,15</i>	<i>720,00</i>	
	Henry Borden	1	1	0	728,75	728,75	11,50	
ESCELSA	Mascarenhas	42	42	0	60,75	60,75	39,00	

Obs.: Em azul (*itálico*) estão destacadas as alterações em relação ao Plano Anual (PMO de fevereiro/2002).

EMPRESA	USINA	VOLUME (hm³)			COTA		CANAL FUGA MÉDIO (m)
		MÁXIMO	MÍNIMO	ÚTIL	MÁXIMA	MÍNIMA	
FURNAS	Furnas	22950	5733	17217	768	750,00	672,90
	Masc. De Morais	4040	1540	2500	666,12	653,12	622,00
	Estreito	1423	1423	0	622,5	622,50	557,80
	Porto Colômbia	1524	1524	0	467,2	467,20	443,40
	Marimbondo	5887	890	4997	445,73	426,00	382,80
	Itumbiara	17027	4573	12454	520	495,00	435,60
	Funil	888	283	605	466,5	444,00	394,30
	Corumbá 1	1500	470	1030	595	570,00	518,90
	Serra da Mesa	54400	11150	43250	460	417,30	334,10
Manso	7337	4386	2951	287	278,00	224,80	
ITAIPU	Itaipu	29000	29000	0	220	220,00	100,00
LIGHT	Lajes	467	102	365	415,50	397,50	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
	I.Dos Pombos	8	8	0	135,60	135,60	101,76
	Fontes A	467	467	0	415	415	90,3
	Fontes BC	38	38	0	399	399	90,3
SOBRAGI	Sobragi	1	1	0	436,5	436,50	360,00
VALE PARANAPANEMA	Rosal	11	11	0	555	555,00	360,40
INVESTCO	Lajeado	4940	4940	0	212	212	175,80
CEEE	Ernestina	259	21	238	489,5	482,50	457,35
	Passo Real	3646	289	3357	327	300,00	279,30
	Jacuí	29	29	0	279,89	279,89	182,37
	Itaúba	620	620	0	184	184,00	92,70
	D.Francisca	330	330	0	94,5	94,50	54,40
CELESC	Cubatão	58	21	37	800	789	148,4
COPEL	G.P.Souza	179	23	156	845	822,00	90,70
	G.B.Munhoz	5779	1974	3805	742	700,00	602,00
	Segredo	2950	2562	388	607	602,00	490,00
	Salto Caxias	3573	3573	0	325	325,00	258,70
GERASUL	Passo Fundo	1589	185	1404	598	584,00	335,50
	Salto Santiago	6775	2662	4113	506	480,90	397,00
	Salto Osório	1124	1124	0	397	397,00	324,00
	Itá	5100	5100	0	370	370,00	265,10
	Machadinho	3340	2283	1057	480	465,00	371,20
	Cana Brava	2300	2300	0	333	333,00	287,40
CHESF	Sobradinho	34116	5447	28669	392,5	380,50	362,50
	Itaparica	10782	7234	3548	304	299,00	251,50
	Moxotó	1226	1226	0	251,5	251,50	230,30
	P.Afonso 123	26	26	0	230,3	230,30	146,10
	P.Afonso 4	121	121	0	251,5	251,50	135,80
	Xingó	3800	3800	0	138	138,00	19,50
	Boa. Esperanca	5085	3173	1912	304	298,00	260,00
CELPA	Curuá-Una	530	130	400	68	61,00	47,30
ELETRONORTE	Tucuruí	50400	13487	36913	74,00	51,64	8,60

Obs.: Em azul (*italico*) estão destacadas as alterações em relação ao Plano Anual (PMO de fevereiro/2002).

EMPRESA	USINA	VOLUME (hm³)			COTA		CANAL FUGA MÉDIO (m)
		MÁXIMO	MÍNIMO	ÚTIL	MÁXIMA	MÍNIMA	
	Barra Grande	4971	2669	2302	647	617,00	480,63
	Campos Novos	1477	1320	157	660	655,00	472,70
	Candongá	54,44	54,44	0	327,5	327,50	277,08
	Corumbá IV	3624	2936	688	842	837,00	771,20
	Guaporé	21	21	0	479,2	479,20	304,80
	Itapebi	1634	1634	0	110	110,00	29,68
	Itiquira I	5	5	0	412	412,00	320,00
	Itiquira II	1	1	0	320	320,00	180,75
OUTRAS	Jauru	20	20	0	355	355,00	244,90
	<i>Monte Claro</i>	<i>11</i>	<i>10</i>	<i>1</i>	<i>148,00</i>	<i>147,00</i>	<i>104,00</i>
	Ourinhos	21	21	0	398	398,00	387,00
	<i>Peixe Angical</i>	<i>2740</i>	<i>2210</i>	<i>530</i>	<i>263,00</i>	<i>261,00</i>	<i>236,14</i>
	Piraju	84	84	0	531,5	531,50	505,00
	Ponte de Pedra	199	199	0	396	396,00	148,60
	Quebra Queixo	137	111	26	549	544,00	426,70
	Sá Carvalho	1	1	0	369,50	369,50	255,10
	Santa Clara	146	146	0	86	86,00	32,60

Obs.: Em azul (*itálico*) estão destacadas as alterações em relação ao Plano Anual (PMO de fevereiro/2002).

Lista de figuras, quadros e tabelas

Figuras

Figura 1- Evolução da Potência Instalada Incremental (em MW)	16
Figura 2- Permanência de séries sintéticas com déficit – Nordeste 2003	25
Figura 3 - Permanência de Intercâmbio na Interligação Sudeste-Sul - 2002	32
Figura 4 - Permanência de Intercâmbio na Interligação Sudeste-Imperatriz - 2002	33
Figura 5 - Permanência de Intercâmbio na Interligação Norte-Imperatriz - 2002	34
Figura 6 - Permanência de Intercâmbio na Interligação Nordeste-Imperatriz - 2002	35
Figura 7- Balanço de Demanda Instantânea - S/SE/CO - Setembro a Dezembro/2002	37
Figura 8- Balanço de Demanda Instantânea - N/NE - Setembro a Dezembro/2002	37
Figura 9- Carga própria de energia 2002/2006 na região Sudeste/Centro-Oeste (MWmed)	43
Figura 10- Carga própria de energia 2002/2006 na região Sul (MWmed)	44
Figura 11- Carga própria de energia 2002/2006 na região Nordeste (MWmed)	44
Figura 12- Carga própria de energia 2002/2006 na região Norte (MWmed)	45
Figura 13- Permanência de séries sintéticas com déficit – Nordeste 2003	46
Figura 14- Permanência de séries sintéticas com déficit – Norte 2006	47

Quadros

Quadro 1- Riscos de Déficit Conjunturais com Séries Sintéticas (%) - profundidade >5% da carga com ambos cenários de mercado	8
Quadro 2- Custos marginais médios mensais (R\$/MWh) – Ano 2002 – Conjuntural	9
Quadro 3 -Custos marginais médios anuais (R\$/MWh) – para o Período - Conjuntural	9
Quadro 4 - Custos marginais médios anuais (R\$/MWh) – para o Período - Estrutural	10
Quadro 5- Usinas com atraso no cronograma	11
Quadro 6- Usinas com antecipação no cronograma	11
Quadro 7- Usinas Térmicas Emergenciais – CBEE – Contratos incluídos	12
Quadro 8- Usinas Térmicas com fase II em Ciclo Combinado incluídas na configuração	13

Quadro 9- Usinas que passaram a ser consideradas na configuração	13
Quadro 10- Usinas que deixaram de ser consideradas na configuração	13
Quadro 11- Evolução da Potência Instalada Incremental (em MW)	15
Quadro 12- Variação Percentual entre a 1ª e 2ª Revisão Quadrimestral – Carga Cenário de Referência	17
Quadro 13- Carga – Comparativo entre 1ª e 2ª Revisão Quadrimestral (em MWmed)	18
Quadro 14- Usinas Térmicas Emergenciais – Incluídas na 2ª Revisão Quadrimestral	19
Quadro 15 - Função Custo do Déficit	21
Quadro 16- Projetos de Importação de Energia	22
Quadro 17- Energia Armazenada no SIN	22
Quadro 18- Riscos de Déficit Conjunturais com Séries Sintéticas (%)	25
Quadro 19- Maior Déficit Anual com séries históricas (%)	27
Quadro 20- Déficits conjunturais com séries históricas em MWmed – Ano 2002	27
Quadro 21- Déficits conjunturais com séries históricas em MWmed – Ano 2003	27
Quadro 22- Déficits conjunturais com séries históricas em MWmed – Ano 2004	28
Quadro 23- Déficits conjunturais com séries históricas em MWmed – Ano 2005	28
Quadro 24- Déficits conjunturais com séries históricas em MWmed – Ano 2006	28
Quadro 25- Custos marginais médios mensais (R\$/MWh) – Ano 2002 – Conjuntural	29
Quadro 26- Custos marginais médios anuais (R\$/MWh) – para o período – Conjuntural	29
Quadro 27- Custos marginais médios anuais (R\$/MWh) – para o período – Estrutural	30
Quadro 28 - Benefício Marginal de Transmissão	31
Quadro 29- Atendimento à Ponta Instantânea (MW) – S/SE/CO – Setembro a Dezembro/2002	36
Quadro 30- Atendimento à Ponta Instantânea (MW) – N/NE – Setembro a Dezembro/2002	36
Quadro 31- Balanço de Energia – (MWmed)	39
Quadro 32- Balanço de Energia – Comparativo 1ª Revisão x 2ª Revisão Quadrimestral- (MWmed)	40
Quadro 33- Taxas de crescimento dos mercados	41
Quadro 34- Carga própria de energia 2002/2006 (MWmed) – Cenário de Mercado Alto	42
Quadro 35- Variação Percentual entre Mercados – Cenário Alto / Cenário de Referência	43
Quadro 36- Riscos de Déficit Conjunturais com Séries Sintéticas (%) – Cenário de Mercado Alto	45

Quadro 37- Riscos (%) de Déficits > 5% Carga Média Anual – Séries Sintéticas – Conjuntural	47
Quadro 38- Custo Total de Operação – Período de Set/2002 a Dez/2006	48
Quadro 39- Custos marginais médios mensais (R\$/MWh) – Ano 2002 – Conjuntural	48
Quadro 40- Custos marginais médios anuais (R\$/MWh) – para o Período – Conjuntural	49
Quadro 41- Custos marginais médios anuais (R\$/MWh) – para o Período – Estrutural	49
 Tabelas	
Tabela 1 Principais obras do sistema de transmissão	64
Tabela 2 Limites de Intercâmbio utilizados no NEWAVE em (MWmed)	65