



**DIRETORIA DE PLANEJAMENTO E ENGENHARIA – DE  
SUPERINTENDÊNCIA DE PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO – EPE  
GERÊNCIA DE PLANEJAMENTO ENERGÉTICO – EPEE**



**RSIN 06/2006  
RELATÓRIO MENSAL DE ANÁLISE DO  
SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL**

**Junho 2006**

**ÍNDICE**

1. OBJETIVO .....	1
2. AVALIAÇÃO DO PMO JUNHO/2006.....	2
2.1. CONFIGURAÇÃO DO SISTEMA.....	2
2.1.1. MERCADO .....	2
2.1.2. PARQUE GERADOR INSTALADO.....	3
2.1.3. EXPANSÃO DA OFERTA .....	7
2.1.4. ENERGIAS NATURAIS AFLUENTES E ARMAZENAMENTO INICIAL .....	10
2.1.5. LIMITES DE INTERCÂMBIO.....	12
2.2. RESULTADOS OBTIDOS.....	14
2.2.1. RISCOS DE DÉFICIT.....	14
2.2.2. CUSTOS MARGINAIS DE OPERAÇÃO .....	17
2.2.3. BALANÇO ENERGÉTICO .....	18
3. PREÇO MÉDIO DO MAE .....	19
4. GARANTIA FÍSICA DOS EMPREENDIMENTOS X MERCADO .....	21
5. EQUIPE TÉCNICA.....	28
ANEXO I - HISTÓRICO DE ENERGIAS NATURAIS AFLUENTES NO SIN .....	29
ANEXO II - HISTÓRICO DE ENERGIAS ARMAZENADAS NO SIN .....	32

## 1. OBJETIVO

A Gerência de Planejamento Energético – EPEE, da Superintendência de Planejamento da Expansão – EPE, da Diretoria de Planejamento e Engenharia da Eletronorte, avalia as condições de operação do Sistema Interligado Nacional – SIN, num horizonte de longo prazo, que se estende de dez a vinte anos.

O Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS elabora o Programa Mensal da Operação Energética – PMO, para um horizonte de cinco anos, em conformidade com os Agentes de Geração, Distribuição e Comercialização, Comercializador da Itaipu Binacional, Agentes de Importação e Exportação, Administrador da Conta de Consumo de Combustíveis – CCC e Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, a partir do PMO elaborado pelo ONS, determina os preços do Mercado Atacadista de Energia – MAE.

O presente relatório visa apresentar alguns resultados do PMO, os preços de energia elétrica definidos pela CCEE e uma comparação entre as garantias físicas das usinas hidrelétricas e termelétricas que fazem parte da configuração do PMO com o mercado a ser atendido no horizonte de dez anos.

Adicionalmente, são apresentados os históricos de afluência e de armazenamento de energia no SIN.

A análise desses elementos proporcionará uma referência suplementar ao planejamento de longo prazo elaborado pela EPEE.

## 2. AVALIAÇÃO DO PMO JUNHO/2006

O Planejamento de Médio Prazo, elaborado pelo ONS e Agentes, utiliza os Modelos de otimização NEWAVE e DECOMP.

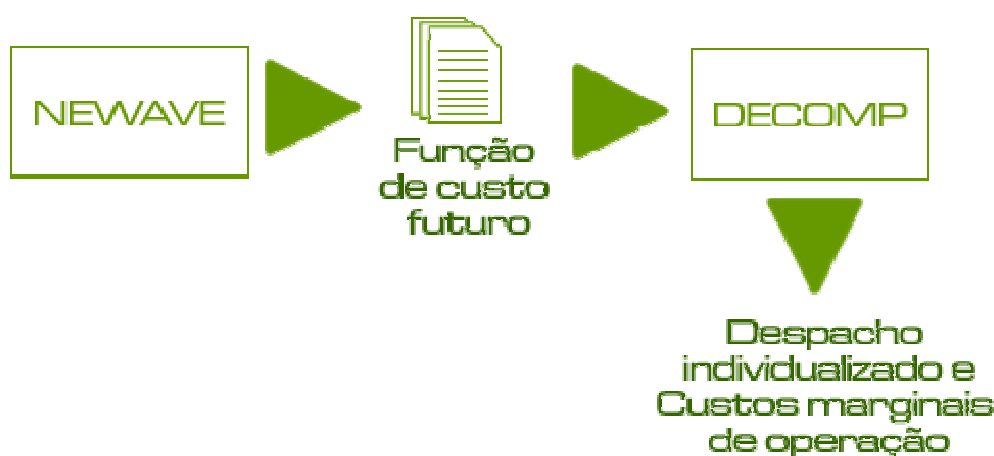
O modelo NEWAVE, com discretização mensal, determina a estratégia de geração hidráulica e térmica para os subsistemas equivalentes (Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte), a qual minimiza o valor esperado do custo de operação para o período de planejamento da operação (5 anos).

As funções de custo futuro obtidas com o NEWAVE são utilizadas pelo DECOMP, modelo utilizado para o horizonte de curto prazo (até 12 meses), o qual representa o primeiro mês em base semanal e com vazões previstas. Os principais resultados do modelo DECOMP são os despachos de geração por usina hidráulica e térmica de cada submercado e os custos marginais de operação para cada semana por patamar de carga.

A Figura 2.1 ilustra o encadeamento dos modelos NEWAVE e DECOMP utilizados pelo ONS no Planejamento de Médio e Curto Prazo.

Como o Planejamento de Longo Prazo utiliza o modelo NEWAVE, este relatório avaliará somente os resultados do PMO obtidos com esse modelo.

**Figura 2.1 – Encadeamento dos Modelos NEWAVE e DECOMP**



### 2.1. CONFIGURAÇÃO DO SISTEMA

#### 2.1.1. MERCADO

A Tabela 2.1 apresenta as projeções mensais de carga própria (consumo mais perdas técnicas e comerciais) do SIN para o período de planejamento da operação.

**Tabela 2.1 – Mercado de Energia Total por Subsistema**

<b>Mercado de Energia Total (MWmed)</b>													
<b>SUDESTE/CENTRO-OESTE</b>													
	<b>JAN</b>	<b>FEV</b>	<b>MAR</b>	<b>ABR</b>	<b>MAI</b>	<b>JUN</b>	<b>JUL</b>	<b>AGO</b>	<b>SET</b>	<b>OUT</b>	<b>NOV</b>	<b>DEZ</b>	<b>MÉDIA</b>
<b>2006</b>						30.297	30.374	30.763	30.855	31.340	31.213	30.892	30.819
<b>2007</b>	31.418	32.258	32.825	32.504	32.094	32.054	32.161	32.597	32.683	33.204	33.063	32.740	32.467
<b>2008</b>	32.926	33.809	34.409	34.067	33.636	33.595	33.708	34.164	34.256	34.799	34.654	34.314	34.028
<b>2009</b>	34.419	35.339	35.965	35.610	35.158	35.112	35.234	35.710	35.807	36.376	36.223	35.867	35.568
<b>2010</b>	35.936	36.898	37.551	37.179	36.711	36.664	36.790	37.286	37.387	37.980	37.821	37.450	37.138
<b>SUL</b>													
	<b>JAN</b>	<b>FEV</b>	<b>MAR</b>	<b>ABR</b>	<b>MAI</b>	<b>JUN</b>	<b>JUL</b>	<b>AGO</b>	<b>SET</b>	<b>OUT</b>	<b>NOV</b>	<b>DEZ</b>	<b>MÉDIA</b>
<b>2006</b>						7.891	7.865	7.900	7.833	7.904	8.032	8.212	7.948
<b>2007</b>	8.343	8.492	8.651	8.420	8.280	8.254	8.228	8.264	8.194	8.268	8.402	8.592	8.366
<b>2008</b>	8.723	8.878	9.046	8.802	8.658	8.629	8.600	8.640	8.567	8.644	8.786	8.981	8.746
<b>2009</b>	9.144	9.306	9.482	9.227	9.074	9.045	9.017	9.056	8.979	9.062	9.211	9.414	9.168
<b>2010</b>	9.552	9.722	9.907	9.640	9.480	9.450	9.420	9.462	9.381	9.467	9.621	9.836	9.578
<b>NORDESTE</b>													
	<b>JAN</b>	<b>FEV</b>	<b>MAR</b>	<b>ABR</b>	<b>MAI</b>	<b>JUN</b>	<b>JUL</b>	<b>AGO</b>	<b>SET</b>	<b>OUT</b>	<b>NOV</b>	<b>DEZ</b>	<b>MÉDIA</b>
<b>2006</b>						6.750	6.820	6.930	7.115	7.309	7.420	7.431	7.111
<b>2007</b>	7.190	7.277	7.372	7.283	7.226	7.134	7.208	7.325	7.518	7.725	7.842	7.852	7.413
<b>2008</b>	7.551	7.644	7.743	7.650	7.591	7.494	7.572	7.694	7.898	8.115	8.238	8.250	7.787
<b>2009</b>	7.897	7.993	8.098	8.000	7.939	7.839	7.918	8.047	8.260	8.485	8.615	8.626	8.143
<b>2010</b>	8.268	8.368	8.478	8.376	8.312	8.206	8.288	8.425	8.646	8.885	9.016	9.034	8.525
<b>NORTE</b>													
	<b>JAN</b>	<b>FEV</b>	<b>MAR</b>	<b>ABR</b>	<b>MAI</b>	<b>JUN</b>	<b>JUL</b>	<b>AGO</b>	<b>SET</b>	<b>OUT</b>	<b>NOV</b>	<b>DEZ</b>	<b>MÉDIA</b>
<b>2006</b>						3.340	3.360	3.402	3.423	3.422	3.398	3.341	3.384
<b>2007</b>	3.368	3.410	3.430	3.446	3.491	3.510	3.530	3.575	3.600	3.595	3.571	3.511	3.503
<b>2008</b>	3.648	3.695	3.716	3.736	3.782	3.803	3.827	3.873	3.900	3.895	3.869	3.803	3.796
<b>2009</b>	3.810	3.860	3.882	3.903	3.950	3.973	3.997	4.046	4.075	4.068	4.042	3.973	3.965
<b>2010</b>	3.938	3.990	4.012	4.034	4.083	4.106	4.130	4.182	4.210	4.206	4.177	4.106	4.098

### 2.1.2. PARQUE GERADOR INSTALADO

O parque gerador instalado é aquele considerado no deck do PMO de junho de 2006, constando de usinas hidrelétricas em operação e/ou motorização, usinas termelétricas em operação, importações de energia e geração de pequenas centrais elétricas. As Tabelas 2.2, 2.3, 2.4 e 2.5 a seguir, apresentam essas usinas.

**Tabela 2.2 – Usinas Hidrelétricas em Operação**

<i>Usina</i>	<i>Subsistema</i>	<i>Fonte</i>	<i>Potência Instalada (MW)</i>
A.A.LAYDNER (JURUMIRIM)	SE/CO	UHE	97,8
A.S.LIMA (BARIRI)	SE/CO	UHE	144,0
A.S.OLIVEIRA (LIMOEIRO)	SE/CO	UHE	32,0
ÁGUA VERMELHA	SE/CO	UHE	1.396,2
AIMORÉS	SE/CO	UHE	330,0
BARRA BONITA	SE/CO	UHE	140,0
BARRA GRANDE	SUL	UHE	698,3
BOA ESPERANCA	NE	UHE	225,0
CACHOEIRA DOURADA	SE/CO	UHE	658,0
CACONDE	SE/CO	UHE	80,4
CAMARGOS	SE/CO	UHE	46,0
CANA BRAVA	SE/CO	UHE	471,6
CANDONGA (RISOLETA)	SE/CO	UHE	140,1
CANOAS I	SE/CO	UHE	82,5
CANOAS II	SE/CO	UHE	69,9
CAPIM BRANCO I	SE/CO	UHE	240,0
CAPIVARA	SE/CO	UHE	640,0
CHAVANTES	SE/CO	UHE	414,0
COMPLEXO PAULO AFONSO-MOXOTÓ	NE	UHE	4.285,0
CORUMBÁ I	SE/CO	UHE	375,0
CORUMBÁ IV	SE/CO	UHE	127,0
CURUA-UNA	NORTE	UHE	30,0
D. FRANCISCA	SUL	UHE	125,0
EMBORÇAÇÃO	SE/CO	UHE	1.192,0
ESTREITO	SE/CO	UHE	1.104,0
EUCLIDES DA CUNHA	SE/CO	UHE	108,8
FONTES	SE/CO	UHE	132,0
FUNIL	SE/CO	UHE	222,0
FUNIL-GRANDE	SE/CO	UHE	180,0
FURNAS	SE/CO	UHE	1.312,0
GOV. BENTO MUNHOZ (FOZ DO AREIA)	SUL	UHE	1.676,0
GOV. NEY BRAGA (SEGREDO)	SUL	UHE	1.260,0
GOV. PARIGOT SOUZA	SUL	UHE	260,0
GUAPORÉ	SE/CO	UHE	120,0
GUILMAN AMORIM	SE/CO	UHE	140,0
HENRY BORDEN	SE/CO	UHE	888,0
IBITINGA	SE/CO	UHE	131,4
IGARAPAVA	SE/CO	UHE	210,0
ILHA DOS POMBOS	SE/CO	UHE	183,0
ILHA SOLTEIRA-TRÊS IRMÃOS	SE/CO	UHE	4.251,5
ITÁ	SUL	UHE	1.450,0
ITAIPU (*)	SE/CO	UHE	12.600,0
ITAPARICA	NE	UHE	1.500,0
ITAPEBI	NE	UHE	475,0
ITAUBA	SUL	UHE	500,0
ITUIQUIRA I	SE/CO	UHE	60,8
ITUIQUIRA II	SE/CO	UHE	95,2
ITUMBIARA	SE/CO	UHE	2.280,0
ITUTINGA	SE/CO	UHE	52,0

(\*) Em motorização

**Tabela 2.2 – Usinas Hidrelétricas em Operação – cont.**

<i>Usina</i>	<i>Subsistema</i>	<i>Fonte</i>	<i>Potência Instalada (MW)</i>
JACUÍ	SUL	UHE	180,0
JAGUARA	SE/CO	UHE	424,0
JAGUARI	SE/CO	UHE	27,6
JAURU	SE/CO	UHE	118,0
JUPIÁ	SE/CO	UHE	1.551,2
L.N.GARCEZ (SALTO GRANDE)	SE/CO	UHE	72,0
LAJEADO	SE/CO	UHE	902,5
MACHADINHO	SUL	UHE	1.140,0
MANSO	SE/CO	UHE	210,0
MARIMBONDO	SE/CO	UHE	1.488,0
MASCARENHAS (*)	SE/CO	UHE	131,0
MASCARENHAS DE MORAES	SE/CO	UHE	478,0
MIRANDA	SE/CO	UHE	408,0
MONTE CLARO (*)	SUL	UHE	65,0
NILO PEÇANHA	SE/CO	UHE	380,0
NOVA AVANHANDAVA	SE/CO	UHE	347,4
NOVA PONTE	SE/CO	UHE	510,0
OURINHOS	SE/CO	UHE	44,1
PARAIBUNA	SE/CO	UHE	85,0
PASSO FUNDO	SUL	UHE	226,0
PASSO REAL	SUL	UHE	158,0
PEDRA DO CAVALO	NE	UHE	160,0
PEREIRA PASSOS	SE/CO	UHE	100,0
PIRAJU	SE/CO	UHE	80,0
PONTE DE PEDRA	SE/CO	UHE	176,1
PORTO COLOMBIA	SE/CO	UHE	328,0
PORTO ESTRELA	SE/CO	UHE	112,0
PORTO PRIMAVERA	SE/CO	UHE	1.540,0
PROMISSÃO	SE/CO	UHE	264,0
QUEBRA QUEIXO	SUL	UHE	120,0
QUEIMADO	SE/CO	UHE	105,0
ROSAL	SE/CO	UHE	55,0
ROSANA	SE/CO	UHE	372,0
SÁ CARVALHO	SE/CO	UHE	78,0
SALTO CAXIAS	SUL	UHE	1.240,0
SALTO GRANDE MG	SE/CO	UHE	102,0
SALTO OSÓRIO	SUL	UHE	1.078,0
SALTO SANTIAGO	SUL	UHE	1420,0
SANTA BRANCA	SE/CO	UHE	58,0
SANTA CLARA MG	SE/CO	UHE	60,0
SANTA CLARA PR	SUL	UHE	120,0
SÃO SIMÃO	SE/CO	UHE	1.710,0
SERRA DA MESA	SE/CO	UHE	1.275,0
SOBRADINHO	NE	UHE	1.050,0
SOBRAGI	SE/CO	UHE	60,0
TAQUARUÇU	SE/CO	UHE	554,0
TRÊS MARIAS	SE/CO	UHE	396,0
TUCURUÍ (*)	NORTE	UHE	6.865,0
VOLTA GRANDE	SE/CO	UHE	380,0
XINGÓ	NE	UHE	3.162,0
<b>TOTAL</b>			<b>74.884,6</b>

(\*) Em motorização

Tabela 2.3 – Usinas Termelétricas em Operação

<i>Usina</i>	<i>Subsistema</i>	<i>Fonte</i>	<i>Potência Instalada (MW)</i>
ALEGRETE	SUL	Óleo Comb.	66,0
ANGRA 1	SE/CO	Nuclear	657,0
ANGRA 2	SE/CO	Nuclear	1.350,0
BRÁSILIA	SE/CO	Diesel	10,0
CAMAÇARI D/G	NE	Bicombustível	346,8
CAMPOS (ROBERTO da SILVEIRA)	SE/CO	Gás Natural	32,0
CANOAS	SUL	Bicombustível	250,6
CARIOBA	SE/CO	Diesel	36,0
CHARQUEADAS	SUL	Carvão	72,0
CUIABA M. COVAS	SE/CO	Gás Natural	480,0
ELETROBOLT	SE/CO	Bicombustível	386,0
FAFEN	NE	Gás Natural	151,2
FIGUEIRA	SUL	Carvão	20,0
IBIRITÉ	SE/CO	Bicombustível	235,0
IGARAPÉ	SE/CO	Óleo Comb.	131,0
J.LACERDA A1	SUL	Carvão	100,0
J.LACERDA A2	SUL	Carvão	132,0
J.LACERDA B	SUL	Carvão	262,0
J.LACERDA C	SUL	Carvão	363,0
JUIZ DE FORA	SE/CO	Gás Natural	87,1
MACAE MERCHANT	SE/CO	Bicombustível	923,0
NORTE FLUMINENSE	SE/CO	Gás Natural	869,0
NOVA PIRATININGA	SE/CO	Bicombustível	400,0
NUTEPA	SUL	Óleo Comb.	24,0
P.MEDICI A	SUL	Carvão	126,0
P.MEDICI B	SUL	Carvão	320,0
PIRATININGA	SE/CO	Gás Natural	200,0
S.JERONIMO	SUL	Carvão	20,0
SANTA CRUZ 12	SE/CO	Diesel	168,0
SANTA CRUZ 34	SE/CO	Diesel	440,0
SANTA CRUZ NOVA DI	SE/CO	Bicombustível	564,0
TERMOBAHIA	NE	Bicombustível	185,9
TERMOCEARÁ	NE	Bicombustível	220,0
TERMOFORTALEZA	NE	Gás Natural	346,6
TERMOPERNAMBUCO	NE	Gás Natural	637,5
TERMORIO	SE/CO	Bicombustível	1.162,8
TRÊS LAGOAS	SE/CO	Gás Natural	350,0
URUGUAIANA G	SUL	Gás Natural	638,0
W.ARJONA G	SE/CO	Bicombustível	190,0
<b>TOTAL</b>			<b>12.952,5</b>

**Tabela 2.4 – Importação de Energia**

<i>Usina</i>	<i>Subsistema</i>	<i>Fonte</i>	<i>Disponibilidade (MWmed)</i>
ARGENTINA 1	SUL	Importação	240,8
ARGENTINA 1B	SUL	Importação	14,9
ARGENTINA 2A	SUL	Importação	52,7
ARGENTINA 2B	SUL	Importação	26,4
ARGENTINA 2C	SUL	Importação	52,7
ARGENTINA 2D	SUL	Importação	13,2
<b>TOTAL</b>			<b>400,7</b>

**Tabela 2.5 – Geração de Pequenas Centrais Elétricas**

<b>Geração de Pequenas (MWmed) em Junho/2006</b>			
<b>SE-CO</b>	<b>SUL</b>	<b>NE</b>	<b>NORTE</b>
<b>975</b>	<b>263</b>	<b>35</b>	<b>36</b>

### 2.1.3. EXPANSÃO DA OFERTA

A expansão da oferta caracteriza-se por usinas em motorização e aquelas previstas com entrada em operação a partir de junho de 2006 até dezembro de 2010. As datas apresentadas são as constantes do deck do PMO de junho de 2006 definidas em reunião de 10 de maio de 2006 com o DMSE (Departamento de Monitoramento do Setor Elétrico, vinculado ao MME). São consideradas também as alterações segundo informações constantes no site da ANEEL, versão 15/mai/06 (Fiscalização dos Serviços de Geração). Estão aqui incluídas as UHEs e UTEs do leilão de energia nova de 16 de dezembro de 2005. Em geração de pequenas centrais está incluído o montante de energia do PROINFA (1.354 MWmed – 3.104 MW) distribuído nos vários subsistemas.

Conforme orientação do DMSE, o ONS deve considerar na simulação do PMO, para o início de operação, o mês subsequente à data prevista de entrada em operação definida pelo DMSE. As datas constantes das tabelas do RSIN são as mesmas do ONS.

As Tabelas 2.6, 2.7 e 2.8 apresentam, respectivamente as usinas hidrelétricas, termelétricas e pequenas centrais elétricas com previsão de início de operação até dezembro de 2010.

Tabela 2.6 – Usinas Hidrelétricas – Expansão

<i>Usina</i>	<i>Subsistema</i>	<i>Fonte</i>	<i>Potência a ser Instalada (MW)</i>	<i>Início Operação</i>
PEIXE ANGICAL	SE/CO	UHE	452,1	jun/06
TUCURUÍ (*)	NORTE	UHE	1.500,0	jun/06
PICADA	SE/CO	UHE	50,0	jun/06
ESFORA	SE/CO	UHE	32,1	jul/06
IRAPÉ	SE/CO	UHE	360,0	jul/06
FUNDÃO	SUL	UHE	120,0	ago/06
MASCARENHAS (*)	SE/CO	UHE	49,5	ago/06
ITAIPU (*)	SUL	UHE	1.400,0	set/06
MONTE CLARO (*)	SUL	UHE	65,0	out/06
CAMPOS NOVOS	SUL	UHE	879,9	dez/06
CAPIM BRANCO II	SE/CO	UHE	210,0	jan/07
CASTRO ALVES	SUL	UHE	129,9	jan/08
14 DE JULHO	SUL	UHE	100,0	ago/08
CORUMBÁ III	SE/CO	UHE	93,6	abr/09
RETIRO BAIXO	SE/CO	UHE	82,0	mai/09
SÃO JOSÉ	SUL	UHE	51,0	mai/09
PAULISTAS	SE/CO	UHE	53,6	jul/09
SALTO	SE/CO	UHE	108,0	jul/09
SALTO DO RIO VERDINHO	SE/CO	UHE	93,0	jul/09
OLHO D'ÁGUA	SE/CO	UHE	33,0	jul/09
SALTO PILÃO	SUL	UHE	182,4	jul/09
SERRA DO FACÃO	SE/CO	UHE	212,6	jul/09
BARRA DO BRAÚNA	SE/CO	UHE	39,0	jul/09
BAGUARI	SE/CO	UHE	140,0	out/09
PASSO SÃO JOÃO	SUL	UHE	77,1	out/09
MONJOLINHO	SUL	UHE	67,0	fev/10
BAÚ I	SE/CO	UHE	110,1	mar/10
BARRA DOS COQUEIROS	SE/CO	UHE	90,0	mai/10
CAÇU	SE/CO	UHE	65,1	mai/10
FOZ DO RIO CLARO	SE/CO	UHE	67,0	jul/10
SIMPLÍCIO	SE/CO	UHE	305,7	out/10
FOZ DO CHAPECÓ (**)	SUL	UHE	427,6	set/10
SÃO SALVADOR	SE/CO	UHE	243,2	jan/10
ESTREITO TOCANTINS(***)	NORTE	UHE	120,8	dez/10
<b>TOTAL</b>			<b>8.010,3</b>	

(\*) Em motorização

(\*\*) 2/4 unidades (Total: 855,2 MW)

(\*\*\*) 1/9 unidades (Total: 1.087,2 MW)

Tabela 2.7 – Usinas Termelétricas – Expansão

<i>Usina</i>	<i>Subsistema</i>	<i>Fonte</i>	<i>Potência a ser Instalada (MW)</i>	<i>Início Operação</i>
TERMOAÇU ( VALE DO AÇU )	NE	Gás Natural	340	set/07
CAMAÇARI G	NE	Gás Natural	360,0	out/07
ALTOS	NE	Diesel	13,1	jan/08
ARACATI	NE	Diesel	11,5	jan/08
BATURITÉ	NE	Diesel	11,5	jan/08
CAMPO MAIOR	NE	Diesel	13,1	jan/08
CAUCAIA	NE	Diesel	14,8	jan/08
COCAL	SE/CO	Biomassa	28,2	jan/08
CRATO	NE	Diesel	13,1	jan/08
DAIA	SE/CO	Diesel	44,1	jan/08
IGUATU	NE	Diesel	14,8	jan/08
JAGUARARI	NE	Diesel	101,5	jan/08
JUAZEIRO DO NORTE	NE	Diesel	14,8	jan/08
MARAMBAIA	NE	Diesel	13,1	jan/08
NAZÁRIA	NE	Diesel	13,1	jan/08
PECÉM (ENGUIA PECÉM)	NE	Diesel	14,8	jan/08
PIE-RP	SE/CO	Biomassa	27,8	jan/08
XAVANTE ARUANÃ	SE/CO	Diesel	53,7	jan/08
CUBATÃO (CCBS)	SE/CO	Bicombustível	249,9	dez/08
GOIÂNIA II	SE/CO	Diesel	140,0	jan/09
JACUÍ (TERMO)	SUL	Carvão	350,2	jan/09
LASA	SE/CO	Biomassa	22,6	jan/09
CANDIOTA 3 (P.MEDICI C)	SUL	Carvão	350,0	jan/10
<b>TOTAL</b>			<b>2.215,7</b>	

**Tabela 2.8 – Pequenas Centrais Elétricas – Expansão**

<b>Expansão de Pequenas Centrais Elétricas (MWmed)</b>													
<b>SUDESTE/CENTRO-OESTE</b>													
	<b>JAN</b>	<b>FEV</b>	<b>MAR</b>	<b>ABR</b>	<b>MAI</b>	<b>JUN</b>	<b>JUL</b>	<b>AGO</b>	<b>SET</b>	<b>OUT</b>	<b>NOV</b>	<b>DEZ</b>	<b>MÉDIA</b>
<b>2006</b>							1.080	1.069	1.107	1.147	1.108	841	1.059
<b>2007</b>	1.052	1.075	1.026	1.009	1.114	1.132	1.102	1.091	1.098	1.114	1.105	1.025	1.079
<b>2008</b>	1.735	1.810	1.703	1.568	1.618	1.606	1.542	1.516	1.524	1.567	1.610	1.584	1.615
<b>2009</b>	1.739	1.805	1.704	1.582	1.689	1.709	1.653	1.628	1.629	1.659	1.638	1.584	1.668
<b>2010</b>	1.757	1.832	1.725	1.601	1.710	1.729	1.673	1.649	1.648	1.679	1.659	1.604	1.689
<b>SUL</b>													
	<b>JAN</b>	<b>FEV</b>	<b>MAR</b>	<b>ABR</b>	<b>MAI</b>	<b>JUN</b>	<b>JUL</b>	<b>AGO</b>	<b>SET</b>	<b>OUT</b>	<b>NOV</b>	<b>DEZ</b>	<b>MÉDIA</b>
<b>2006</b>							333	344	393	412	425	373	380
<b>2007</b>	385	367	365	402	432	447	482	484	535	534	564	495	458
<b>2008</b>	521	510	490	543	614	658	692	700	746	720	664	568	619
<b>2009</b>	521	510	490	543	614	658	692	700	746	720	664	568	619
<b>2010</b>	521	510	490	543	614	658	692	700	746	720	664	568	619
<b>NORDESTE</b>													
	<b>JAN</b>	<b>FEV</b>	<b>MAR</b>	<b>ABR</b>	<b>MAI</b>	<b>JUN</b>	<b>JUL</b>	<b>AGO</b>	<b>SET</b>	<b>OUT</b>	<b>NOV</b>	<b>DEZ</b>	<b>MÉDIA</b>
<b>2006</b>							56	70	96	119	123	127	99
<b>2007</b>	115	125	107	99	107	102	143	183	215	256	246	241	162
<b>2008</b>	311	294	233	221	242	248	328	421	497	566	527	471	363
<b>2009</b>	311	294	233	221	242	248	328	421	497	566	527	471	363
<b>2010</b>	311	294	233	221	242	248	328	421	497	566	527	471	363
<b>NORTE</b>													
	<b>JAN</b>	<b>FEV</b>	<b>MAR</b>	<b>ABR</b>	<b>MAI</b>	<b>JUN</b>	<b>JUL</b>	<b>AGO</b>	<b>SET</b>	<b>OUT</b>	<b>NOV</b>	<b>DEZ</b>	<b>MÉDIA</b>
<b>2006</b>							32	29	28	31	34	42	33
<b>2007</b>	46	51	51	49	42	36	32	29	28	31	34	42	39
<b>2008</b>	46	49	51	49	42	36	32	29	28	31	34	42	39
<b>2009</b>	46	51	51	49	42	36	32	29	28	31	34	42	39
<b>2010</b>	46	51	51	49	42	36	32	29	28	31	34	42	39

#### 2.1.4. ENERGIAS NATURAIS AFLUENTES E ARMAZENAMENTO INICIAL

Em um aproveitamento hidrelétrico, a energia natural afluyente (ENA) e a energia armazenada (EAR) são parâmetros essenciais ao planejamento, programação e acompanhamento da operação do SIN.

A ENA é obtida pelo produto entre a vazão natural afluyente ao aproveitamento e a sua produtividade média, considerando-se os reservatórios com 65% do volume útil, enquanto a EAR representa a energia gerada correspondente ao volume útil armazenado no reservatório, turbinado no intervalo de tempo de um mês, considerando-se a produtividade variável com a altura de queda.

As Tabelas 2.9 e 2.10 apresentam, respectivamente, as ENAs médias de longo termo (MLT) e as EARs máximas (100% de armazenamento nos reservatórios) por subsistema<sup>1</sup>.

<sup>1</sup> Tabelas 2.9 e 2.10 atualizadas em 01/04/2006, incorporando início de operação comercial das UHEs Aimorés, Capim Branco I, Corumbá IV (Sudeste) e Barra Grande (Sul) e ajuste de produtividade de Tucuruí.

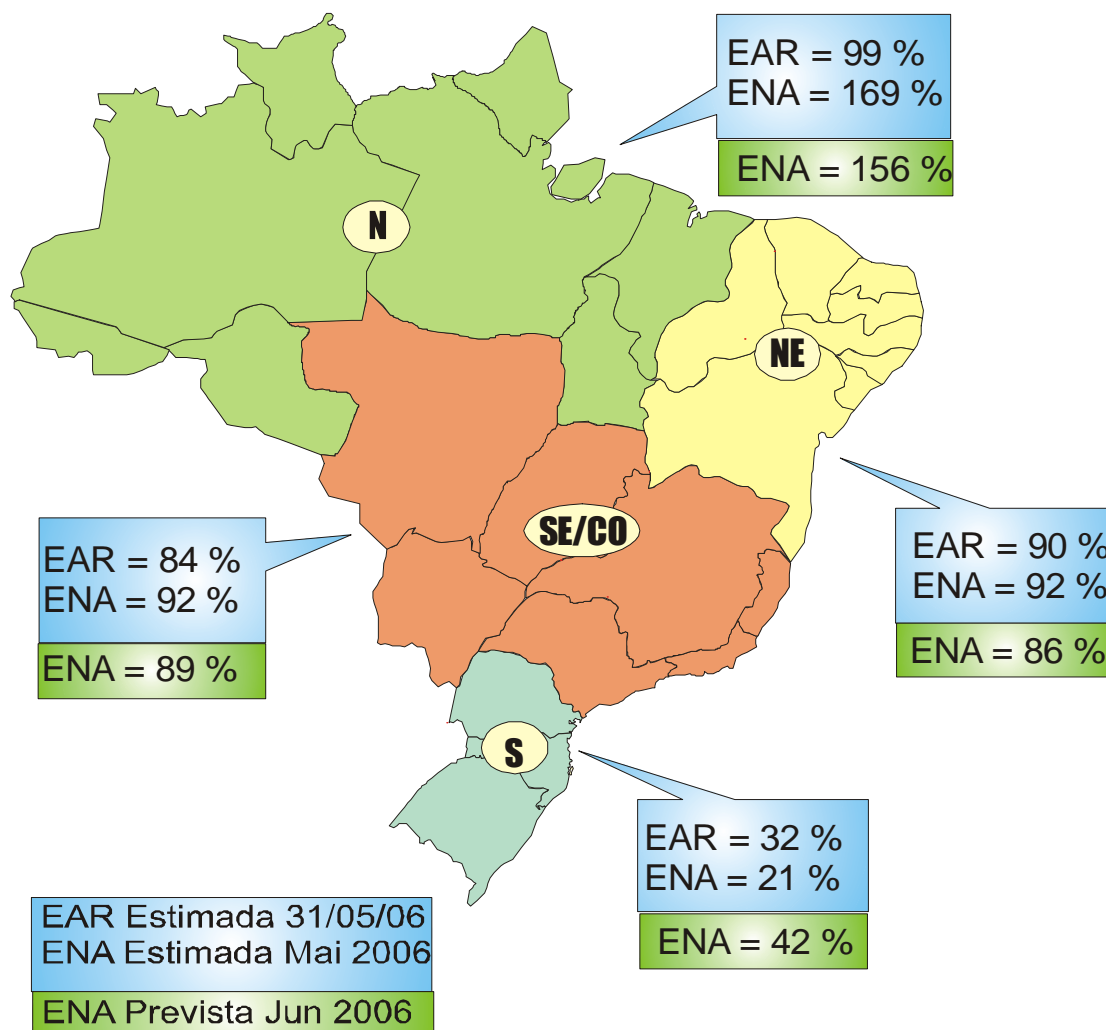
**Tabela 2.9 – Energias Naturais Afluentes (MWmed) – MLTs (1931-2004)**

	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	MÉDIA
SUDESTE	51.449	54.495	50.717	38.025	27.989	24.013	19.979	16.765	16.877	20.068	25.380	37.710	31.955
SUL	5.445	6.304	5.345	4.968	6.373	7.608	8.366	7.626	8.787	9.969	7.054	5.713	6.963
NORDESTE	14.385	15.176	15.234	12.181	7.514	4.949	4.089	3.565	3.186	3.477	5.651	10.340	8.312
NORTE	8.471	11.351	13.238	13.171	8.493	4.073	2.377	1.686	1.331	1.484	2.428	4.759	6.072

**Tabela 2.10 – Energias Armazenadas Máximas (MWmed)**

SUDESTE	SUL	NORDESTE	NORTE
178.789	18.185	50.757	12.311

A Figura 2.2 apresenta os valores estimados de EAR para o início do mês de junho (31/05-24 h) e ENA de maio (média mensal), bem como o valor previsto de ENA para junho (média mensal).

**Figura 2.2 – Energias Naturais Afluentes (%MLT) Energias Armazenadas (%EARmáx)**

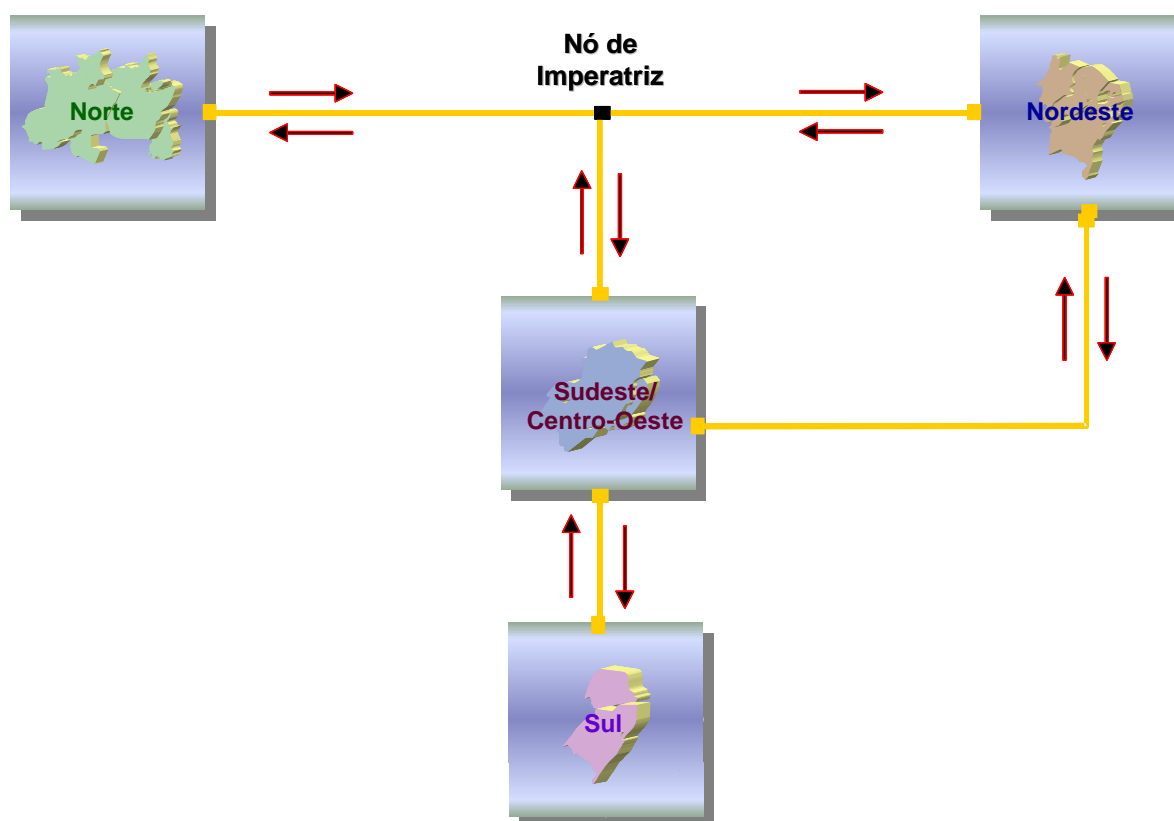
Os valores estimados de EAR (31/05) e ENA (maio) são utilizados como dados iniciais<sup>2</sup> para o PMO de junho/2006. O valor de ENA previsto para o mês de junho é obtido para o horizonte de curto prazo do PMO, através do modelo de previsão de vazões PREVIVAZ.

Os Anexos I e II apresentam respectivamente, um histórico (2002-2006) das energias naturais afluentes (%MLT) e energias armazenadas (%EAR<sub>máxima</sub>) por subsistema no SIN.

### 2.1.5. LIMITES DE INTERCÂMBIO

A Figura 2.3 ilustra a representação do Sistema Interligado Nacional no modelo NEWAVE. A configuração apresenta 4 subsistemas: Norte, Nordeste, Sudeste-Centro-Oeste e Sul. A UHE Itaipu está inserida no subsistema Sudeste/Centro-Oeste. Representa-se também o nó fictício de Imperatriz.

Figura 2.3 – Configuração do SIN



A Tabela 2.11 apresenta os valores dos limites de intercâmbio nas diversas interligações entre os subsistemas, referentes ao PMO Junho/2006.

<sup>2</sup> Salienta-se que estes valores são *estimados* e não *realizados*, pois o PMO é elaborado antes do término do mês anterior.

**Tabela 2.11 – Limites de Intercâmbio entre os Subsistemas (MWmed)**

INTERLIGAÇÃO		JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
SE >> S	2006	-	-	-	-	-	4.509	4.508	4.497	4.509	4.518	4.648	4.646
	2007	4.638	4.642	4.631	4.655	4.638	4.640	4.638	4.631	4.648	4.638	4.648	4.646
	2008	4.638	4.641	4.646	4.640	4.646	4.640	4.631	4.638	4.632	4.630	4.648	4.638
	2009	5.224	5.221	5.224	5.215	5.217	5.223	5.232	5.224	5.223	5.225	5.215	5.224
	2010	5.217	5.221	5.232	5.215	5.217	5.223	5.232	5.224	5.223	5.217	5.215	5.224
S >> SE	2006	-	-	-	-	-	2.363	1.993	4.328	4.260	4.266	4.395	4.394
	2007	4.390	4.393	4.385	4.400	4.442	4.443	4.442	4.440	4.445	4.442	4.445	4.445
	2008	4.480	4.481	4.484	4.480	4.484	4.480	4.475	4.480	4.476	4.475	4.485	4.480
	2009	5.088	5.088	5.088	5.088	5.088	5.088	5.087	5.088	5.088	5.088	5.088	5.088
	2010	5.088	5.088	5.087	5.088	5.088	5.088	5.087	5.088	5.088	5.088	5.088	5.088
SE >> IMP	2006	-	-	-	-	-	1.700	1.700	1.700	1.700	1.700	1.700	1.700
	2007	1.700	1.700	1.700	1.700	1.700	1.700	1.700	1.700	1.700	1.700	1.700	1.700
	2008	3.390	3.390	3.390	3.390	3.390	3.390	3.389	3.390	3.389	3.389	3.390	3.390
	2009	3.390	3.390	3.390	3.390	3.390	3.390	3.389	3.390	3.390	3.390	3.390	3.390
	2010	3.390	3.390	3.389	3.390	3.390	3.390	3.389	3.390	3.390	3.390	3.390	3.281
IMP >> SE	2006	-	-	-	-	-	1.926	1.926	1.796	1.796	1.796	1.796	1.442
	2007	1.442	1.442	1.442	1.442	1.442	1.796	1.796	1.796	1.796	1.796	1.796	1.442
	2008	3.042	3.042	3.042	3.042	3.042	3.396	3.396	3.396	3.396	3.396	3.396	3.042
	2009	3.042	3.042	3.042	3.042	3.042	3.396	3.396	3.396	3.396	3.396	3.396	3.042
	2010	3.042	3.042	3.042	3.042	3.042	3.396	3.396	3.396	3.396	3.396	3.396	3.042
NE >> IMP	2006	-	-	-	-	-	117	116	115	117	118	118	118
	2007	116	117	1.944	1.938	1.942	1.942	1.942	1.944	1.940	1.942	1.940	1.940
	2008	2.016	2.017	2.018	2.017	2.018	2.017	2.015	2.016	2.015	2.015	2.018	2.016
	2009	2.016	2.017	2.016	2.018	2.018	2.017	2.015	2.016	2.017	2.016	2.018	2.016
	2010	2.018	2.017	2.015	2.018	2.018	2.017	2.015	2.016	2.017	2.018	2.018	2.016
IMP >> NE	2006	-	-	-	-	-	1.935	1.936	1.940	1.935	1.933	1.932	1.932
	2007	1.936	1.934	2.786	2.755	2.777	2.775	2.777	2.786	2.765	2.777	2.765	2.767
	2008	3.034	3.029	3.020	3.031	3.020	3.031	3.047	3.034	3.045	3.048	3.017	3.034
	2009	3.034	3.027	3.034	3.017	3.020	3.031	3.047	3.034	3.031	3.034	3.017	3.034
	2010	3.020	3.027	3.047	3.017	3.020	3.031	3.047	3.034	3.031	3.021	3.017	3.034
N >> IMP	2006	-	-	-	-	-	3.682	3.683	3.830	3.824	3.820	3.818	3.819
	2007	3.825	3.822	4.089	4.102	4.093	4.094	4.093	4.089	4.098	4.093	4.098	4.097
	2008	4.472	4.476	4.485	4.474	4.485	4.474	4.458	4.472	4.460	4.457	4.488	4.472
	2009	4.824	4.827	4.824	4.830	4.829	4.825	4.820	4.824	4.825	4.824	4.830	4.824
	2010	4.829	4.827	4.820	4.830	4.829	4.825	4.820	4.824	4.825	4.829	4.830	4.933
IMP >> N	2006	-	-	-	-	-	1.673	1.673	1.675	1.673	1.671	1.671	1.671
	2007	1.773	1.772	1.775	1.769	1.773	1.773	1.773	1.775	1.771	1.773	1.771	1.771
	2008	1.884	1.883	1.881	1.883	1.881	1.883	1.886	1.884	1.886	1.886	1.881	1.884
	2009	1.973	1.972	1.973	1.971	1.971	1.973	1.975	1.973	1.973	1.973	1.971	1.973
	2010	2.071	2.072	2.075	2.071	2.071	2.073	2.075	2.073	2.073	2.071	2.071	1.964
SE >> NE	2006	-	-	-	-	-	405	837	836	838	839	839	839
	2007	405	405	758	737	751	750	500	500	500	500	500	500
	2008	635	633	629	634	629	634	239	243	240	239	248	243
	2009	635	632	635	628	629	634	239	243	244	243	248	243
	2010	629	632	642	628	629	634	239	243	244	247	248	284
NE >> SE	2006	-	-	-	-	-	0	0	0	0	0	0	0
	2007	0	0	382	391	385	385	385	382	388	385	388	388
	2008	385	386	388	385	388	385	382	385	383	382	388	385
	2009	385	386	385	388	388	385	382	385	385	385	388	385
	2010	388	386	382	388	388	385	382	385	385	388	388	385

## 2.2. RESULTADOS OBTIDOS

### 2.2.1. RISCOS DE DÉFICIT

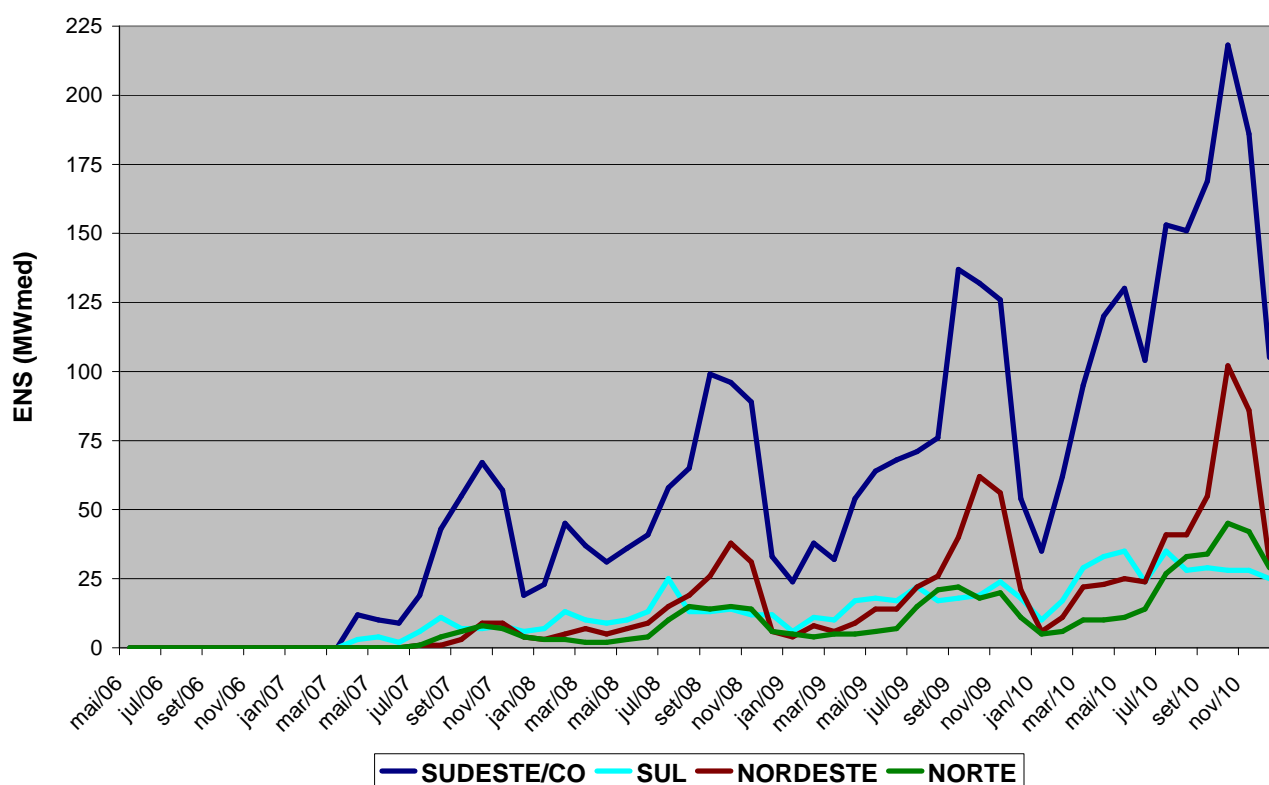
A Tabela 2.12 apresenta os riscos anuais para qualquer valor de déficit e a energia não suprida média anual nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte, obtidos no PMO Junho/2006.

**Tabela 2.12 – Riscos Anuais de Déficit (%) e Energia Não Suprida Média Anual (MWmed)**

ANO	SUDESTE/CO		SUL		NORDESTE		NORTE	
	Risco (%)	ENS (MWmed)	Risco (%)	ENS (MWmed)	Risco (%)	ENS (MWmed)	Risco (%)	ENS (MWmed)
2006	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0
2007	2,00	24,2	2,00	4,6	2,25	2,3	3,80	2,5
2008	4,60	54,3	6,95	12,6	13,40	14,3	8,70	7,5
2009	5,25	73,2	7,15	16,4	21,65	23,4	10,85	11,7
2010	9,25	127,0	9,75	26,8	23,90	38,9	20,35	22,3

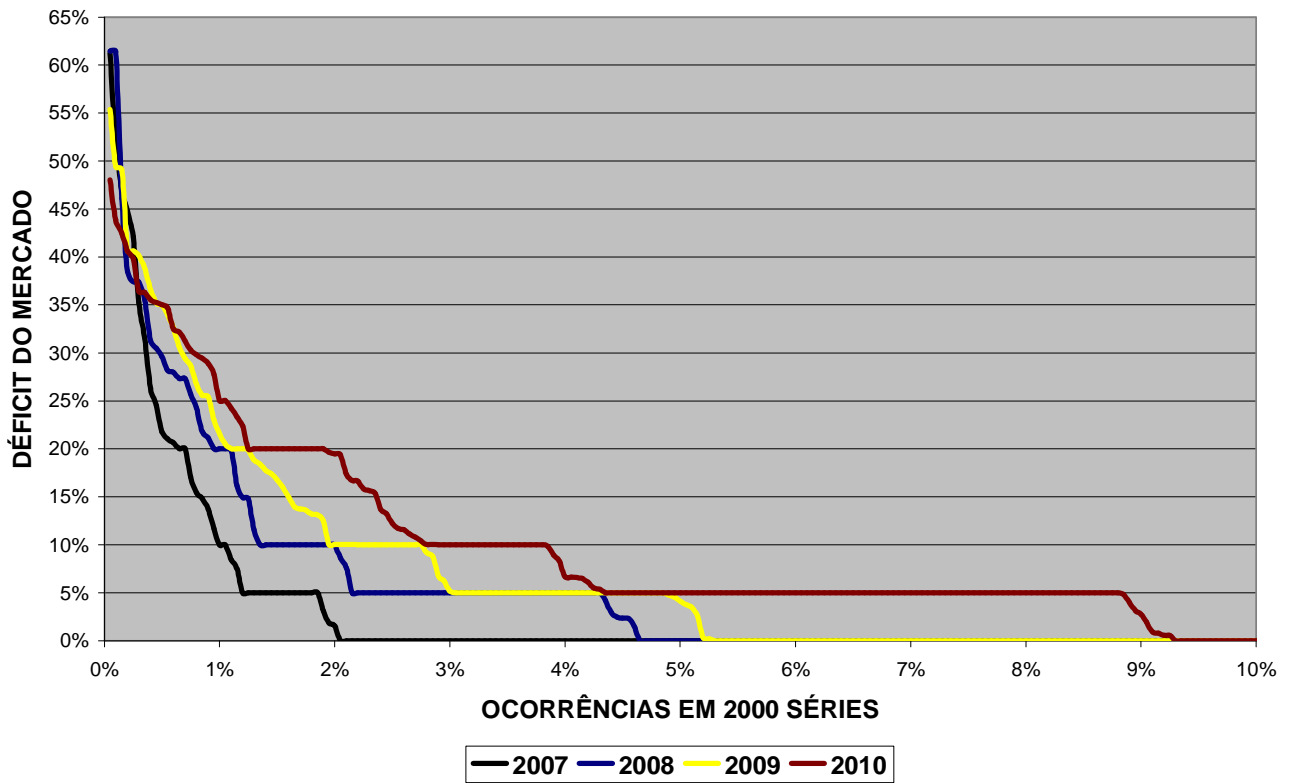
A Figura 2.4 apresenta os valores médios mensais de energia não suprida no período junho/2006-dezembro/2010.

**Figura 2.4 – Energia Não Suprida (ENS) Média Mensal**

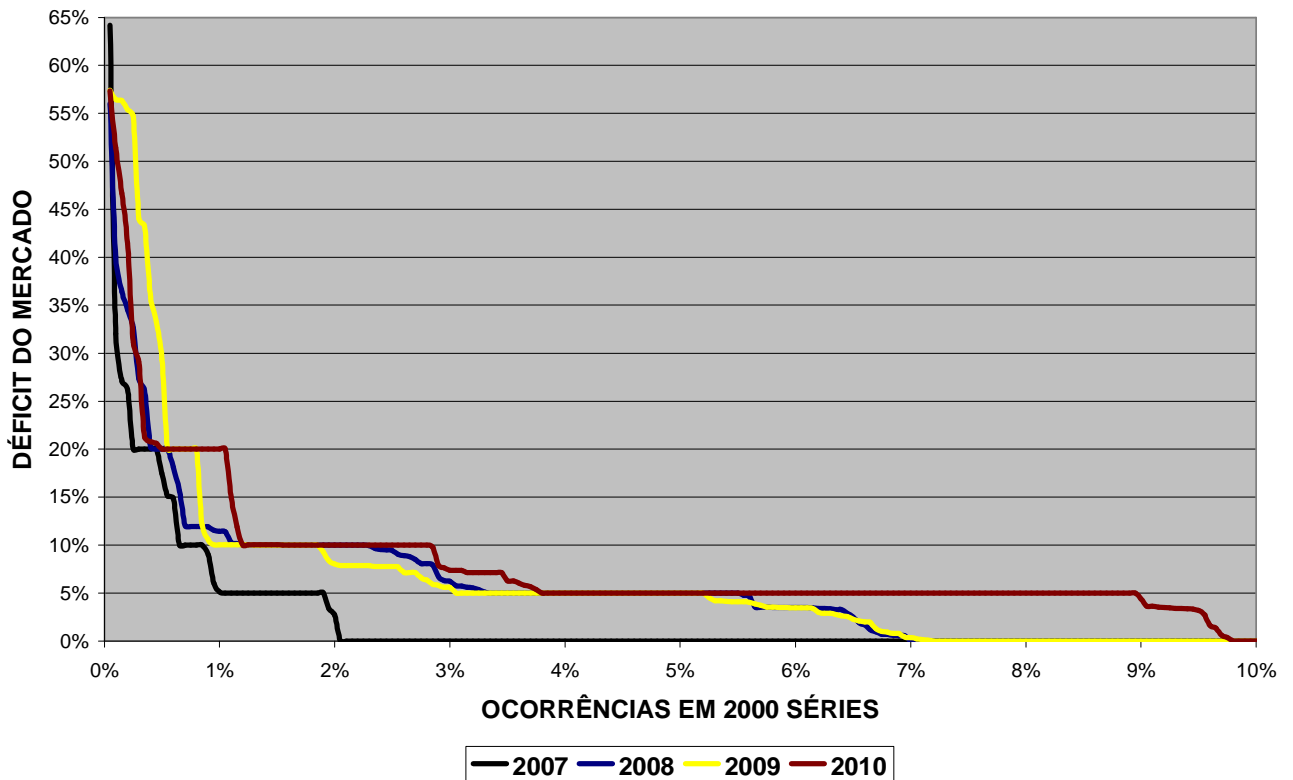


As Figuras 2.5, 2.6, 2.7 e 2.8 apresentam as permanências dos déficits de mercado, referentes ao PMO Junho/2006, para os anos de 2007 a 2010. Não são apresentadas as permanências para o ano de 2006, as quais são nulas para todos os subsistemas (ver Tabela 2.12).

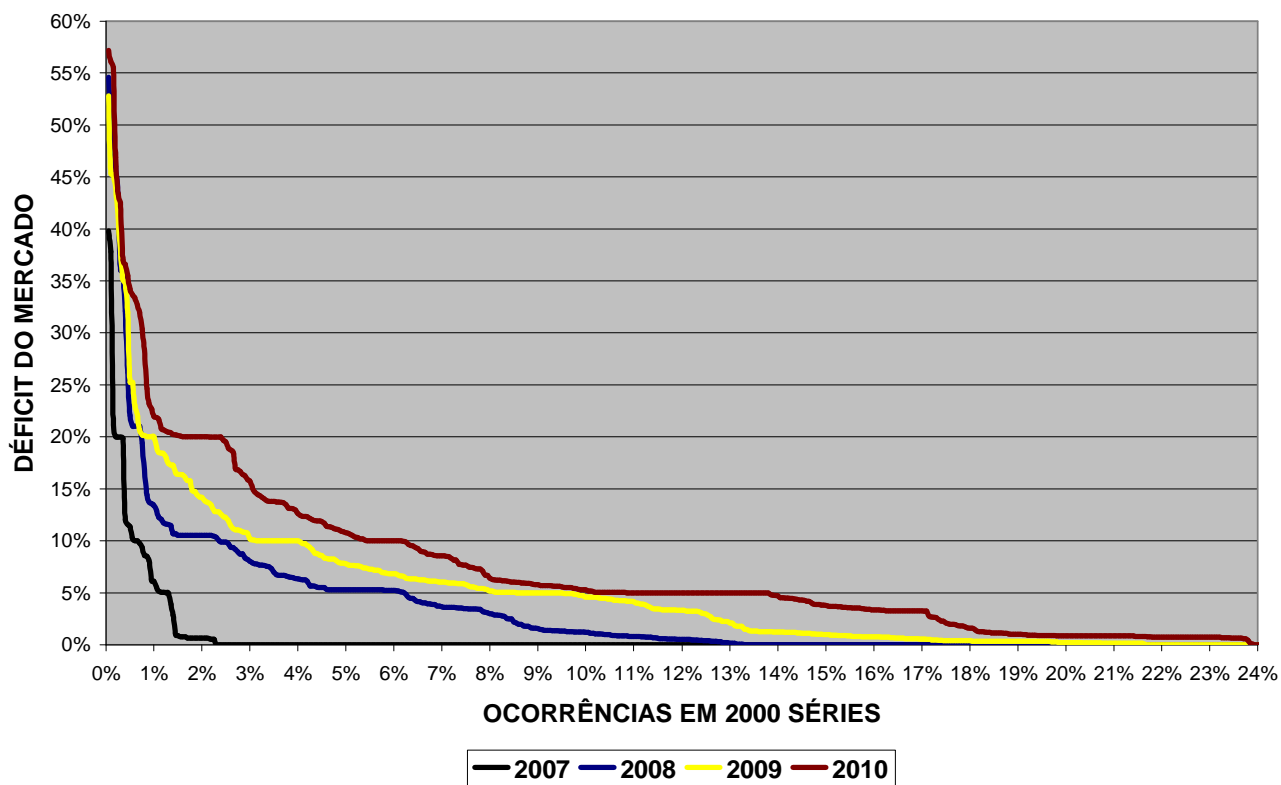
**Figura 2.5 – Permanências de Déficits – Sudeste/Centro-Oeste**



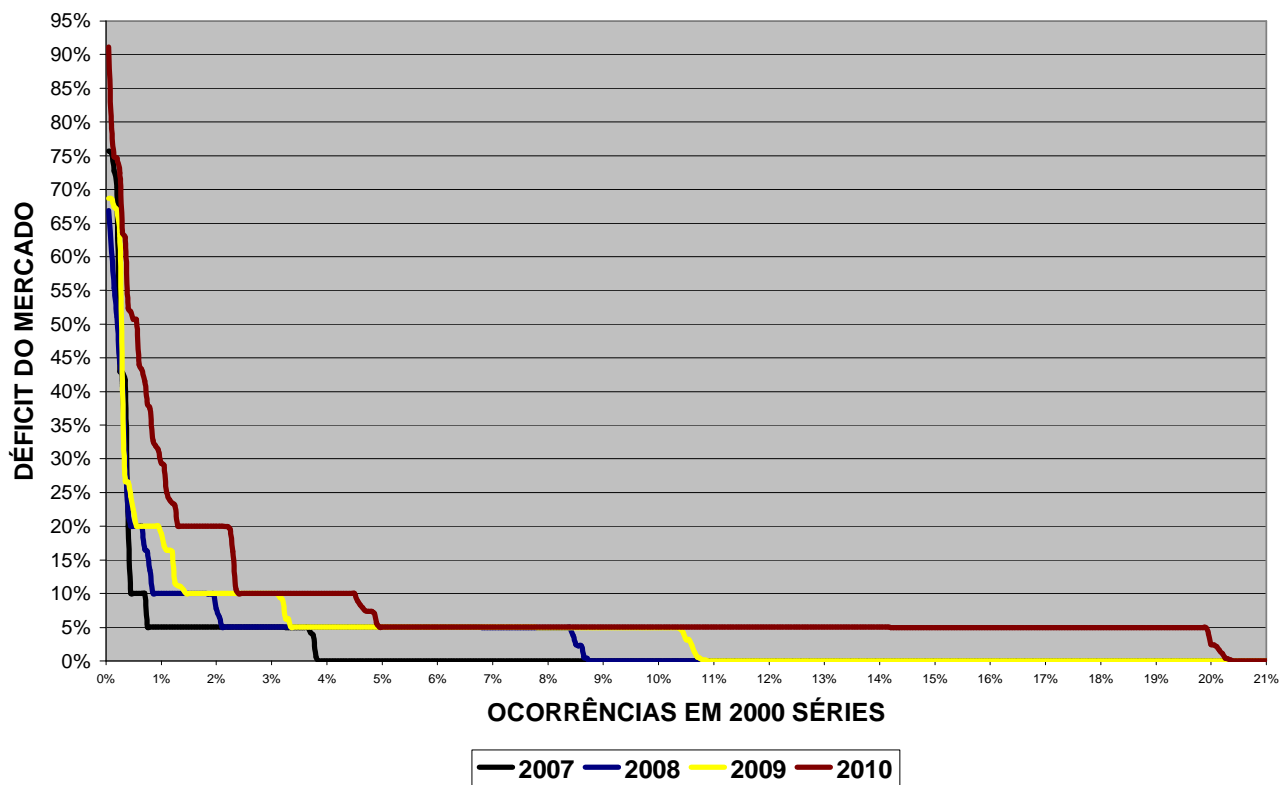
**Figura 2.6 – Permanências de Déficits – Sul**



**Figura 2.7 – Permanências de Déficits – Nordeste**



**Figura 2.8 – Permanências de Déficits – Norte**



## 2.2.2. CUSTOS MARGINAIS DE OPERAÇÃO

A Tabela 2.13 apresenta os valores dos Custos Marginais de Operação - CMOs médios mensais no período Junho/2006-Dezembro/2010, referentes ao PMO Junho/2006.

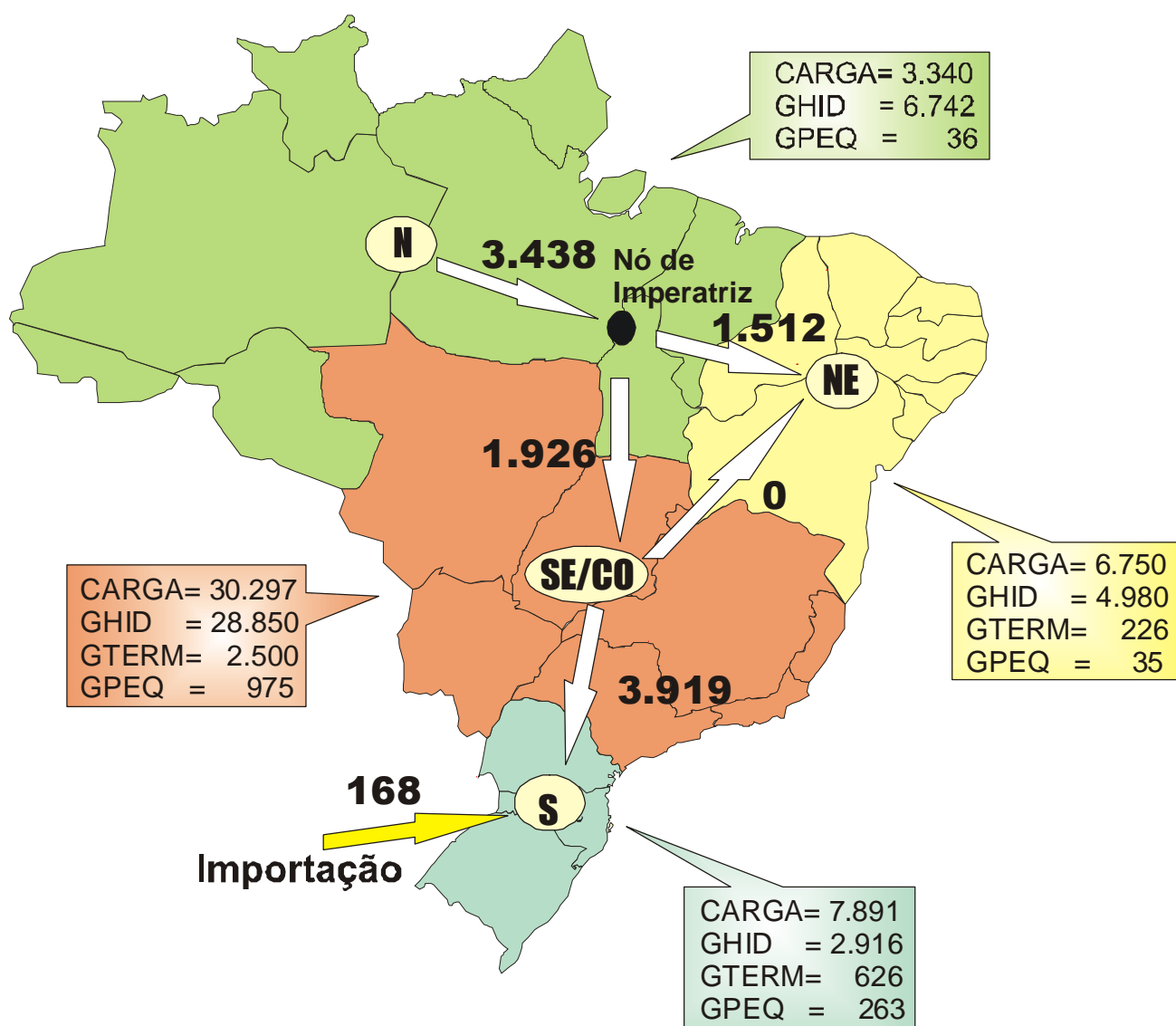
**Tabela 2.13 – Custos Marginais de Operação (R\$/MWh)**

Custos Marginais de Operação (R\$/MWh) - Valores Médios											
Mês	Ano	SE/CO	S	NE	N	Mês	Ano	SE/CO	S	NE	N
Jan		-	-	-	-	Jan		101,28	106,28	84,60	98,85
Fev		-	-	-	-	Fev		120,39	128,72	103,13	109,82
Mar		-	-	-	-	Mar		114,46	122,15	92,29	92,57
Abr		-	-	-	-	Abr		161,98	164,52	122,55	123,04
Mai		-	-	-	-	Mai		157,64	154,89	143,99	142,73
Jun		51,68	53,36	19,27	11,50	Jun		160,29	149,75	149,95	165,92
Jul	2006	52,01	53,76	19,10	51,99	Jul	2009	169,32	162,10	174,66	234,50
Ago		53,03	55,94	19,90	53,16	Ago		173,94	162,46	195,12	350,18
Set		52,40	54,00	20,24	60,48	Set		199,74	172,49	251,69	405,83
Out		53,67	53,53	20,56	59,34	Out		203,40	169,49	311,99	341,65
Nov		58,16	59,69	21,16	59,21	Nov		202,07	188,67	264,59	292,09
Dez		69,54	70,00	19,43	23,85	Dez		166,71	168,76	161,05	208,09
Média		-	-	-	-	Média		160,93	154,19	171,30	213,77
Jan		76,73	76,63	23,89	11,13	Jan		137,16	141,75	121,70	138,46
Fev		84,39	85,02	23,89	3,19	Fev		147,62	149,10	130,33	134,30
Mar		85,41	88,76	22,88	2,34	Mar		182,29	188,11	157,95	157,63
Abr		105,23	109,43	31,56	5,16	Abr		202,61	203,41	169,50	169,12
Mai		103,57	106,05	57,98	26,90	Mai		216,37	211,25	201,99	198,83
Jun		109,68	106,94	79,50	83,66	Jun		209,89	196,37	206,04	217,25
Jul	2007	123,79	121,69	97,50	127,84	Jul	2010	214,08	194,15	227,83	272,66
Ago		136,34	131,62	108,18	188,62	Ago		199,82	178,93	228,64	324,44
Set		134,00	120,21	110,39	232,64	Set		223,29	188,08	270,88	358,16
Out		125,53	100,46	112,09	187,05	Out		263,97	206,74	379,01	400,23
Nov		128,62	114,23	116,15	153,17	Nov		251,19	209,48	349,70	361,76
Dez		116,80	119,63	95,93	107,29	Dez		229,63	220,38	244,66	323,94
Média		110,84	106,72	73,33	94,08	Média		206,49	190,65	224,02	254,73
Jan		109,33	112,49	77,54	75,18						
Fev		103,61	107,31	73,61	58,82						
Mar		100,25	104,94	71,07	51,45						
Abr		119,46	124,57	78,95	48,68						
Mai		133,33	130,53	113,37	111,38						
Jun		157,46	150,93	142,33	159,75						
Jul	2008	170,00	185,42	161,84	208,59						
Ago		168,92	157,77	166,26	294,66						
Set		180,09	158,80	189,72	335,54						
Out		181,96	161,16	228,42	318,59						
Nov		165,92	150,64	190,22	247,04						
Dez		130,89	135,06	121,54	159,48						
Média		143,43	139,97	134,57	172,43						

### 2.2.3. BALANÇO ENERGÉTICO

A Figura 2.9 apresenta o balanço de energia resultante da simulação do PMO para junho de 2006. Para cada subsistema são apresentados os valores médios de carga e gerações hidráulica, térmica e de pequenas centrais. São apresentados ainda os intercâmbios médios de energia entre os subsistemas, bem como a importação de energia pelo SIN.

Figura 2.9 – Balanço Energético (MWmed)



### 3. PREÇO MÉDIO DO MAE

Para determinação do preço MAE são utilizados os programas NEWAVE e NEWDESP.

O NEWDESP, programa componente do sistema NEWAVE, é utilizado para consulta às funções de custo futuro geradas pelo NEWAVE. Para sua execução existem dois modos: consulta e despacho. No modo consulta, com base nas informações de energia armazenada no final do mês e energias afluentes realizadas, para cada um dos subsistemas, é gerado um relatório com os valores da água para aquele mês.

No modo despacho, com base nos valores de energia armazenada no início do mês e valores realizados e previstos de energias afluentes, o modelo obtém o despacho ótimo para o período em estudo, definindo a geração hidráulica equivalente e o despacho das usinas térmicas para cada subsistema. Como resultado desse processo, são obtidos os custos marginais de operação para o período estudado, em cada patamar de carga considerado, para cada subsistema. O modo despacho fornece diretamente os preços do MAE por patamar de carga para cada submercado.

Por ocasião da elaboração do PMO são definidos os preços para a primeira semana do PMO e, a partir das revisões semanais do PMO, efetuadas pelo ONS, vão sendo definidos os preços das demais semanas.

O cálculo da média mensal do preço MAE por submercado considera os preços semanais por patamar de carga - leve, médio e pesado, ponderado pelo número de horas em cada patamar e em cada semana do mês.

As Tabelas 3.1 e 3.2 apresentam, respectivamente, os preços MAE semanais para maio e junho/2006, e o histórico de preços médios mensais de 2005 e 2006, publicados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE.

**Tabela 3.1 – Preços Semanais do MAE – Maio e Junho/2006**

PREÇOS MAE - 2006 (R\$/MWh)		SUDESTE/CO			SUL			NORDESTE			NORTE		
Patamares de Carga		Pesada	Média	Leve	Pesada	Média	Leve	Pesada	Média	Leve	Pesada	Média	Leve
MAIO	Sem 1 29/04 a 05/05	37,52	36,64	35,76	37,52	37,26	35,76	16,92	16,92	16,92	16,92	16,92	16,92
	Sem 2 06/05 a 12/05	50,04	49,06	48,90	50,04	49,66	48,90	18,94	18,94	18,82	18,94	16,92	16,92
	Sem 3 13/05 a 19/05	57,27	56,47	55,75	57,27	56,47	55,75	20,95	20,86	20,72	16,92	16,92	16,92
	Sem 4 20/05 a 26/05	56,42	55,71	55,29	57,47	56,88	55,32	20,30	20,30	20,16	16,92	16,92	16,92
JUNHO	Sem 1 27/05 a 02/06	60,32	60,21	59,60	63,53	62,88	60,21	21,92	21,83	21,83	16,92	16,92	16,92
	Sem 2 03/06 a 09/06	63,09	61,98	61,31	65,69	65,35	61,31	22,38	22,38	22,38	16,92	16,92	16,92
	Sem 3 10/06 a 16/06	65,44	64,73	64,50	68,63	67,93	64,73	23,28	23,13	23,13	23,28	23,13	23,13
	Sem 4 17/06 a 23/06	75,23	74,18	73,91	79,56	78,15	74,18	24,40	24,40	24,40	75,23	74,18	73,91
	Sem 5 24/06 a 30/06	75,36	73,62	71,60	77,43	76,67	71,60	24,29	24,29	24,29	75,36	73,62	71,60

**Tabela 3.2 – Preço Médio do MAE – Histórico Mensal 2005/2006**

Preços MAE (R\$/MWh)	SUDESTE/CO	SUL	NORDESTE	NORTE	
2005	JANEIRO	18,33	18,33	18,33	18,33
	FEVEREIRO	18,33	18,99	18,33	18,33
	MARÇO	18,33	26,78	18,33	18,33
	ABRIL	24,88	83,97	18,33	18,87
	MAIO	43,96	79,35	18,33	20,28
	JUNHO	26,45	24,07	18,33	25,42
	JULHO	31,74	31,56	18,33	31,74
	AGOSTO	34,51	34,51	18,50	34,51
	SETEMBRO	31,94	29,42	18,40	31,94
	OUTUBRO	43,12	18,83	18,86	43,12
	NOVEMBRO	35,73	24,17	19,79	35,73
	DEZEMBRO	19,20	19,19	18,40	19,20
2006	JANEIRO	28,64	28,78	19,14	19,14
	FEVEREIRO	58,02	63,63	37,62	29,20
	MARÇO	28,56	42,67	36,10	18,94
	ABRIL	20,87	21,06	16,92	16,92
	MAIO	51,91	52,51	19,79	16,97
	JUNHO	67,89	70,01	23,44	44,84

#### 4. GARANTIA FÍSICA DOS EMPREENDIMENTOS x MERCADO

O atual modelo do setor elétrico exige que o mercado de energia esteja atendido plenamente através de contratos. Neste sentido, o critério adotado para a expansão deve garantir o equilíbrio entre garantia física e mercado.

Nas Tabelas 4.1, 4.2 e 4.3 são apresentadas, respectivamente, as garantias físicas de usinas hidrelétricas e Pequenas Centrais Elétricas (PCEs), usinas termelétricas e de contratos de importação de energia elétrica.

As garantias físicas de UHEs e UTEs são, respectivamente, os valores constantes do Banco de Informações de Geração da ANEEL (BIG), atualizado em março de 2006 e da Portaria MME nº 303, de 18 de novembro de 2004. Para os contratos de importação, os valores são os constantes da Portaria MME nº 153, de 30 de março de 2005.

A Figura 4.1 apresenta a comparação entre a disponibilidade contratual de energia (garantia física) e o mercado de energia no SIN.

Para a projeção de mercado, a partir de janeiro de 2011 até dezembro de 2015, foi utilizado o mercado oficial da Empresa de Pesquisa Energética - EPE, acrescido da carga da empresa Administración Nacional de Electricidad – ANDE, do Paraguai<sup>3</sup>. Já para a disponibilidade de energia, foi mantida a configuração de dezembro de 2010 do PMO.

Pela figura 4.1 observa-se que, já em março de 2010, ocorre uma diferença e o mercado fica a descoberto em aproximadamente 700 MWmed. Essa diferença acentua-se a partir de outubro de 2010, quando o mercado de energia descola-se completamente da linha de garantia física, evidenciando então a real necessidade de acréscimo de energia no sistema.

---

<sup>3</sup> A carga da ANDE é acrescentada à carga do SIN pelo fato da UHE Itaipu ser considerada com a sua capacidade máxima no sistema elétrico brasileiro.

Tabela 4.1 – Garantia Física de UHEs e PCEs

<i>Usina</i>	<i>Subsistema</i>	<i>Fonte</i>	<i>Garantia Física (MWmédio)</i>
14 DE JULHO	SUL	UHE	50,0
A.A.LAYDNER (JURUMIRIM)	SE/CO	UHE	47,0
A.S.LIMA (BARIRI)	SE/CO	UHE	66,0
A.S.OLIVEIRA (LIMOEIRO)	SE/CO	UHE	15,0
ÁGUA VERMELHA	SE/CO	UHE	746,0
AIMORÉS	SE/CO	UHE	172,0
BAGUARI	SE/CO	UHE	80,2
BARRA BONITA	SE/CO	UHE	45,0
BARRA DO BRAÚNA	SE/CO	UHE	22,0
BARRA DOS COQUEIROS	SE/CO	UHE	57,3
BARRA GRANDE	SUL	UHE	380,6
BAÚ I	SE/CO	UHE	48,9
BOA ESPERANCA	NE	UHE	143,0
CACHOEIRA DOURADA	SE/CO	UHE	415,0
CACONDE	SE/CO	UHE	33,0
CAÇU	SE/CO	UHE	42,9
CAMARGOS	SE/CO	UHE	21,0
CAMPOS NOVOS	SUL	UHE	377,9
CANA BRAVA	SE/CO	UHE	273,5
CANDONGA (RISOLETA)	SE/CO	UHE	64,5
CANOAS I	SE/CO	UHE	57,0
CANOAS II	SE/CO	UHE	48,0
CAPIM BRANCO I	SE/CO	UHE	155,0
CAPIM BRANCO II	SE/CO	UHE	131,0
CAPIVARA	SE/CO	UHE	330,0
CASTRO ALVES	SUL	UHE	64,0
CHAVANTES	SE/CO	UHE	172,0
COMPLEXO PAULO AFONSO-MOXOTÓ	NE	UHE	2.225,0
CORUMBÁ I	SE/CO	UHE	209,0
CORUMBÁ III	SE/CO	UHE	50,9
CORUMBÁ IV	SE/CO	UHE	76,0
CURUA-UNA	NORTE	UHE	24,0
D. FRANCISCA	SUL	UHE	78,0
EMBORCAÇÃO	SE/CO	UHE	497,0
ESPORA	SE/CO	UHE	23,5
ESTREITO	SE/CO	UHE	495,0
ESTREITO TOCANTINS	NORTE	UHE	584,9
EUCLIDES DA CUNHA	SE/CO	UHE	49,0
FONTES	SE/CO	UHE	104,0
FOZ DO CHAPECÓ	SUL	UHE	432,0
FOZ DO RIO CLARO	SE/CO	UHE	41,0
FUNDÃO	SUL	UHE	65,8
FUNIL	SE/CO	UHE	121,0
FUNIL-GRANDE	SE/CO	UHE	89,0

Tabela 4.1 – Garantia Física de UHEs e PCEs – cont.

<i>Usina</i>	<i>Subsistema</i>	<i>Fonte</i>	<i>Garantia Física (MWmédio)</i>
FURNAS	SE/CO	UHE	598,0
GOV. BENTO MUNHOZ (FOZ DO AREIA)	SUL	UHE	576,0
GOV. NEY BRAGA (SEGREDO)	SUL	UHE	603,0
GOV. PARIGOT SOUZA	SUL	UHE	109,0
GUAPORÉ	SE/CO	UHE	60,2
GUILMAN AMORIM	SE/CO	UHE	65,9
HENRY BORDEN	SE/CO	UHE	108,0
IBITINGA	SE/CO	UHE	74,0
IGARAPAVA	SE/CO	UHE	136,0
ILHA DOS POMBOS	SE/CO	UHE	115,0
ILHA SOLTEIRA-TRÊS IRMÃOS	SE/CO	UHE	1.949,0
IRAPÉ	SE/CO	UHE	206,3
ITÁ	SUL	UHE	720,0
ITAIPU	SE/CO	UHE	8.612,0
ITAPARICA	NE	UHE	959,0
ITAPEBI	NE	UHE	196,5
ITAUBA	SUL	UHE	190,0
ITIQUIRA I	SE/CO	UHE	42,2
ITIQUIRA II	SE/CO	UHE	65,1
ITUMBIARA	SE/CO	UHE	1.015,0
ITUTINGA	SE/CO	UHE	28,0
JACUÍ	SUL	UHE	123,0
JAGUARA	SE/CO	UHE	336,0
JAGUARI	SE/CO	UHE	14,0
JAURO	SE/CO	UHE	79,4
JUPIÁ	SE/CO	UHE	886,0
L.N.GARCEZ (SALTO GRANDE)	SE/CO	UHE	55,0
LAJEADO	SE/CO	UHE	526,6
MACHADINHO	SUL	UHE	529,0
MANSO	SE/CO	UHE	92,0
MARIMBONDO	SE/CO	UHE	726,0
MASCARENHAS	SE/CO	UHE	127,0
MASCARENHAS DE MORAES	SE/CO	UHE	295,0
MIRANDA	SE/CO	UHE	202,0
MONJOLINHO	SUL	UHE	43,1
MONTE CLARO	SUL	UHE	59,0
NILO PEÇANHA	SE/CO	UHE	335,0
NOVA AVANHANDAVA	SE/CO	UHE	139,0
NOVA PONTE	SE/CO	UHE	276,0
OLHO D'ÁGUA	SE/CO	UHE	26,1
OURINHOS	SE/CO	UHE	23,7
PARAIBUNA	SE/CO	UHE	50,0
PASSO FUNDO	SUL	UHE	119,0
PASSO REAL	SUL	UHE	68,0
PASSO SÃO JOÃO	SUL	UHE	39,0
PAULISTAS	SE/CO	UHE	48,8
PEDRA DO CAVALO	NE	UHE	56,4

Tabela 4.1 – Garantia Física de UHEs e PCEs – cont.

<i>Usina</i>	<i>Subsistema</i>	<i>Fonte</i>	<i>Garantia Física (MWmédio)</i>
PEIXE ANGICAL	SE/CO	UHE	271,0
PEREIRA PASSOS	SE/CO	UHE	51,0
PICADA	SE/CO	UHE	27,0
PIRAJU	SE/CO	UHE	42,5
PONTE DE PEDRA	SE/CO	UHE	131,6
PORTO COLOMBIA	SE/CO	UHE	185,0
PORTO ESTRELA	SE/CO	UHE	55,8
PORTO PRIMAVERA	SE/CO	UHE	1.017,0
PROMISSÃO	SE/CO	UHE	104,0
QUEBRA QUEIXO	SUL	UHE	59,7
QUEIMADO	SE/CO	UHE	58,0
RETIRO BAIXO	SE/CO	UHE	38,5
ROSAL	SE/CO	UHE	30,0
ROSANA	SE/CO	UHE	177,0
SÂ CARVALHO	SE/CO	UHE	58,0
SALTO	SE/CO	UHE	63,8
SALTO CAXIAS	SUL	UHE	605,0
SALTO DO RIO VERDINHO	SE/CO	UHE	58,2
SALTO GRANDE MG	SE/CO	UHE	75,0
SALTO OSÓRIO	SUL	UHE	522,0
SALTO PILÃO	SUL	UHE	104,4
SALTO SANTIAGO	SUL	UHE	723,0
SANTA BRANCA	SE/CO	UHE	32,0
SANTA CLARA MG	SE/CO	UHE	28,1
SANTA CLARA PR	SUL	UHE	69,6
SÃO JOSÉ	SUL	UHE	30,4
SÃO SALVADOR	NE	UHE	147,8
SÃO SIMÃO	SE/CO	UHE	1.281,0
SERRA DA MESA	SE/CO	UHE	671,0
SERRA DO FACÃO	SE/CO	UHE	182,4
SIMPLÍCIO	SE/CO	UHE	191,3
SOBRADINHO	NE	UHE	531,0
SOBRAGI	SE/CO	UHE	38,7
TAQUARUÇU	SE/CO	UHE	201,0
TRÊS MARIAS	SE/CO	UHE	239,0
TUCURUÍ	NORTE	UHE	4.140,0
VOLTA GRANDE	SE/CO	UHE	229,0
XINGÓ	NE	UHE	2.139,0
PEQUENAS CENTRAIS ELÉTRICAS	SE/CO	-	975,0
PEQUENAS CENTRAIS ELÉTRICAS	SUL	-	263,0
PEQUENAS CENTRAIS ELÉTRICAS	NE	-	35,0
PEQUENAS CENTRAIS ELÉTRICAS	NORTE	-	36,0
<b>TOTAL</b>			<b>46.807,0</b>

Tabela 4.2 – Garantia Física de UTEs

<i>Usina</i>	<i>Subsistema</i>	<i>Fonte</i>	<i>Garantia Física (MWmédio)</i>
ALEGRETE	SUL	Óleo Comb.	21,1
ALTOS	NE	Diesel	9,9
ANGRA 1	SE/CO	Nuclear	509,8
ANGRA 2	SE/CO	Nuclear	1.204,7
ARACATI	NE	Diesel	8,6
BATURITÉ	NE	Diesel	8,6
BRASÍLIA	SE/CO	Diesel	2,7
CAMAÇARI D/G	NE	Bicombustível	307,2
CAMAÇARI G	NE	Gás Natural	229,8
CAMPO MAIOR	NE	Diesel	9,9
CAMPOS (ROBERTO da SILVEIRA)	SE/CO	Gás Natural	20,9
CANDIOTA 3 (P.MEDICI C)	SUL	Carvão	317,2
CANOAS	SUL	Bicombustível	236,1
CARIOBA	SE/CO	Diesel	10,7
CAUCAIA	NE	Diesel	1,1
CHARQUEADAS	SUL	Carvão	45,7
COCAL	SE/CO	Biomassa	18,8
CRATO	NE	Diesel	9,9
CUBATÃO (CCBS)	SE/CO	Bicombustível	234,6
CUIABA M. COVAS	SE/CO	Gás Natural	431,3
DAIA	SE/CO	Diesel	33,3
ELETROBOLT	SE/CO	Bicombustível	373,7
FAFEN	NE	Gás Natural	146,8
FIGUEIRA	SUL	Carvão	10,3
GOIÂNIA II	SE/CO	Diesel	129,1
IBIRITÉ	SE/CO	Bicombustível	216,0
IGARAPÉ	SE/CO	Óleo Comb.	71,3
IGUATU	NE	Diesel	11,1
J.LACERDA A1	SUL	Carvão	34,7
J.LACERDA A2	SUL	Carvão	88,2
J.LACERDA B	SUL	Carvão	198,0
J.LACERDA C	SUL	Carvão	329,0
JACÚ (TERMO)	SUL	Carvão	311,7
JAGUARARI	NE	Diesel	76,3
JUAZEIRO DO NORTE	NE	Diesel	11,1
JUIZ DE FORA	SE/CO	Gás Natural	81,8

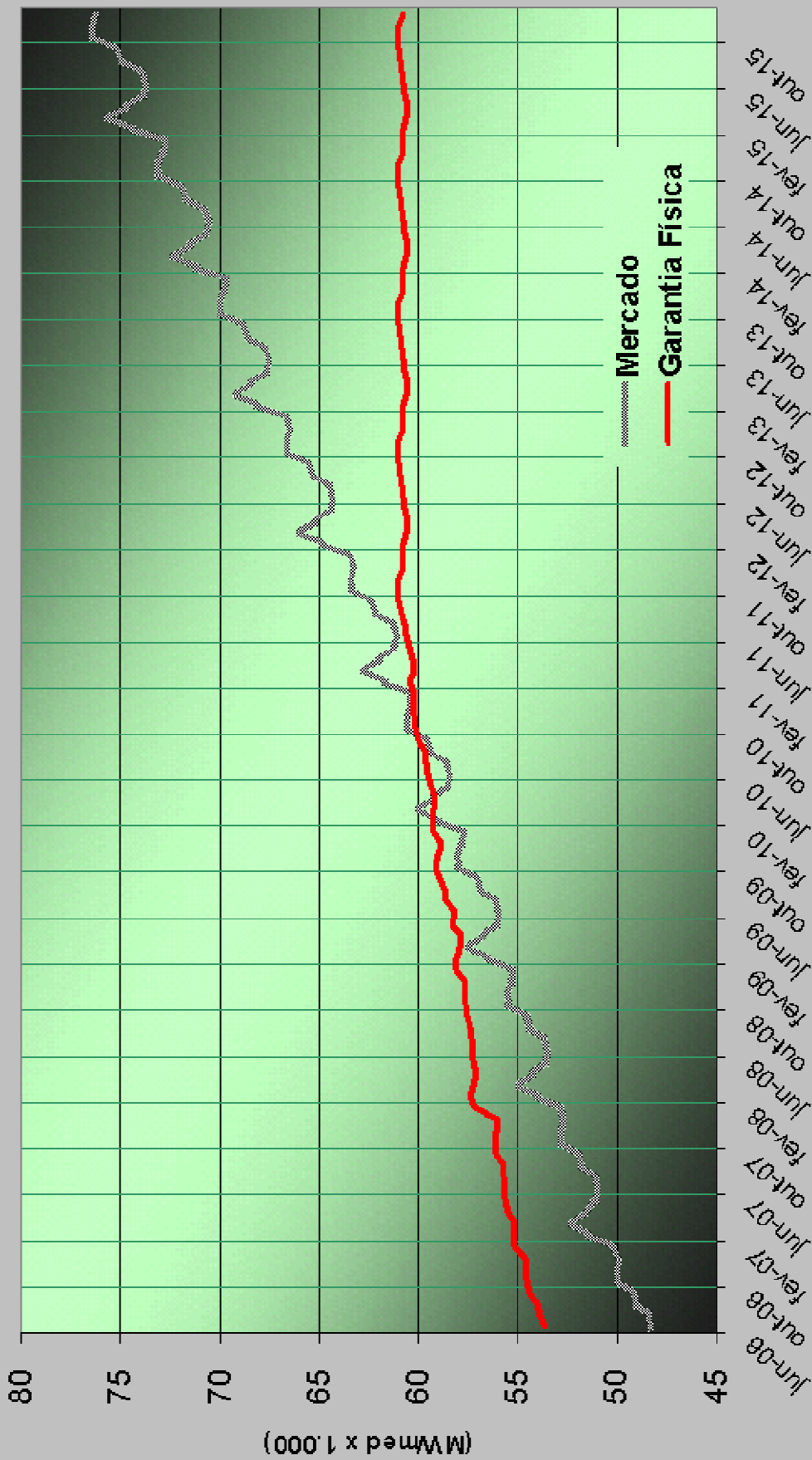
Tabela 4.2 – Garantia Física de UTEs – cont.

<i>Usina</i>	<i>Subsistema</i>	<i>Fonte</i>	<i>Garantia Física (MWmédio)</i>
LASA	SE/CO	Biomassa	1,2
MACAE MERCHANT	SE/CO	Bicombustível	872,9
MARAMBAIA	NE	Diesel	9,9
NAZÁRIA	NE	Diesel	9,9
NORTE FLUMINENSE	SE/CO	Gás Natural	809,2
NOVA PIRATININGA	SE/CO	Bicombustível	333,0
NUTEPA	SUL	Óleo Comb.	6,1
P.MEDICI A	SUL	Carvão	68,1
P.MEDICI B	SUL	Carvão	183,4
PECEM (ENGUIA PECÉM)	NE	Diesel	11,1
PIE-RP	SE/CO	Biomassa	20,9
PIRATININGA	SE/CO	Gás Natural	175,3
S.JERONIMO	SUL	Carvão	12,6
SANTA CRUZ 12	SE/CO	Diesel	115,6
SANTA CRUZ 34	SE/CO	Diesel	286,0
SANTA CRUZ NOVA DI	SE/CO	Bicombustível	446,7
TERMOAÇU ( VALE DO AÇU )	NE	Gás Natural	312,7
TERMOBAHIA	NE	Bicombustível	97,6
TERMOCEARÁ	NE	Bicombustível	189,0
TERMOFORTALEZA	NE	Gás Natural	307,1
TERMOPERNAMBUCO	NE	Gás Natural	496,4
TERMORIO	SE/CO	Bicombustível	1.005,9
TRÊS LAGOAS	SE/CO	Gás Natural	335,8
URUGUAIANA G	SUL	Gás Natural	565,1
W.ARJONA G	SE/CO	Bicombustível	136,1
XAVANTE ARUANÃ	SE/CO	Diesel	40,3
<b>TOTAL</b>			<b>12.608,7</b>

Tabela 4.3 – Garantia Física da Importação

<i>Usina</i>	<i>Subsistema</i>	<i>Fonte</i>	<i>Garantia Física (MWmédio)</i>
ARGENTINA 1	SUL	Importação	240,8
ARGENTINA 1B	SUL	Importação	14,9
ARGENTINA 2A	SUL	Importação	52,7
ARGENTINA 2B	SUL	Importação	26,4
ARGENTINA 2C	SUL	Importação	52,7
ARGENTINA 2D	SUL	Importação	13,2
<b>TOTAL</b>			<b>400,7</b>

Figura 4.1 - Garantia Física x Mercado



## **5. EQUIPE TÉCNICA**

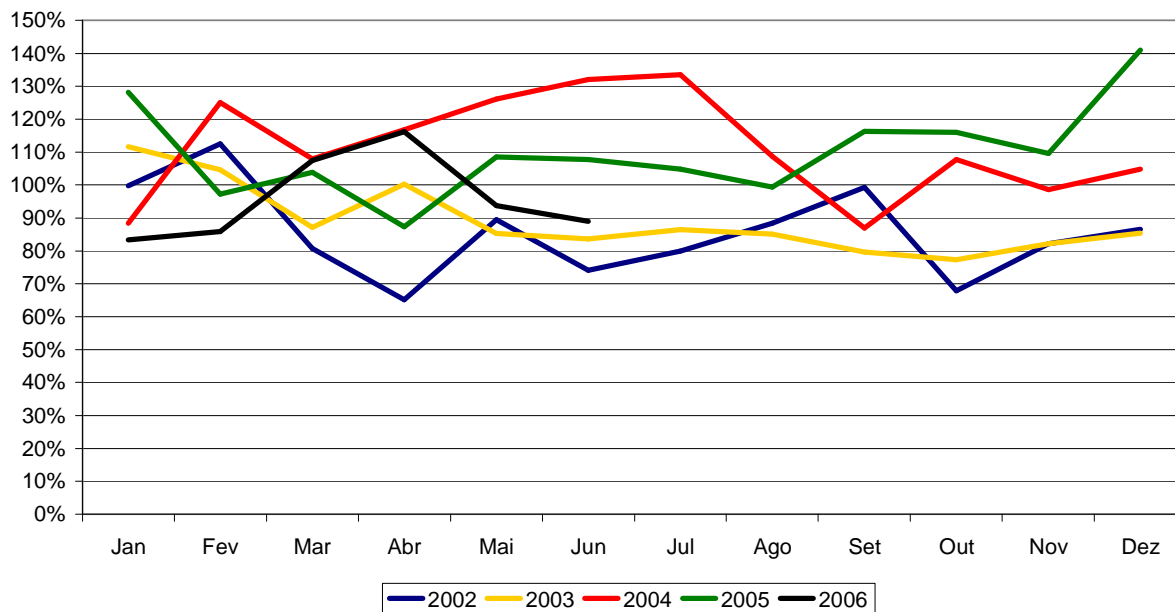
Paulo Cesar Magalhães Domingues - EPEE

Isabela dos Reis Costalonga – EPEE

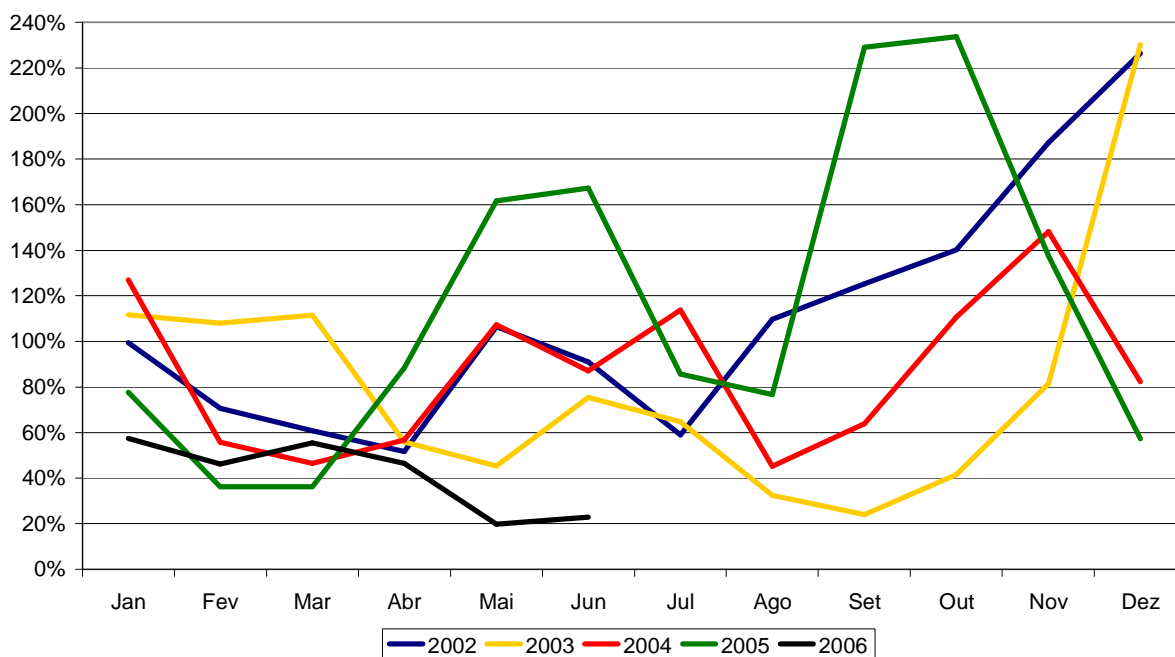
Vania Maria Ferreira – EPEE

**ANEXO I**  
**HISTÓRICO DE ENERGIAS NATURAIS AFLUENTES NO SIN**

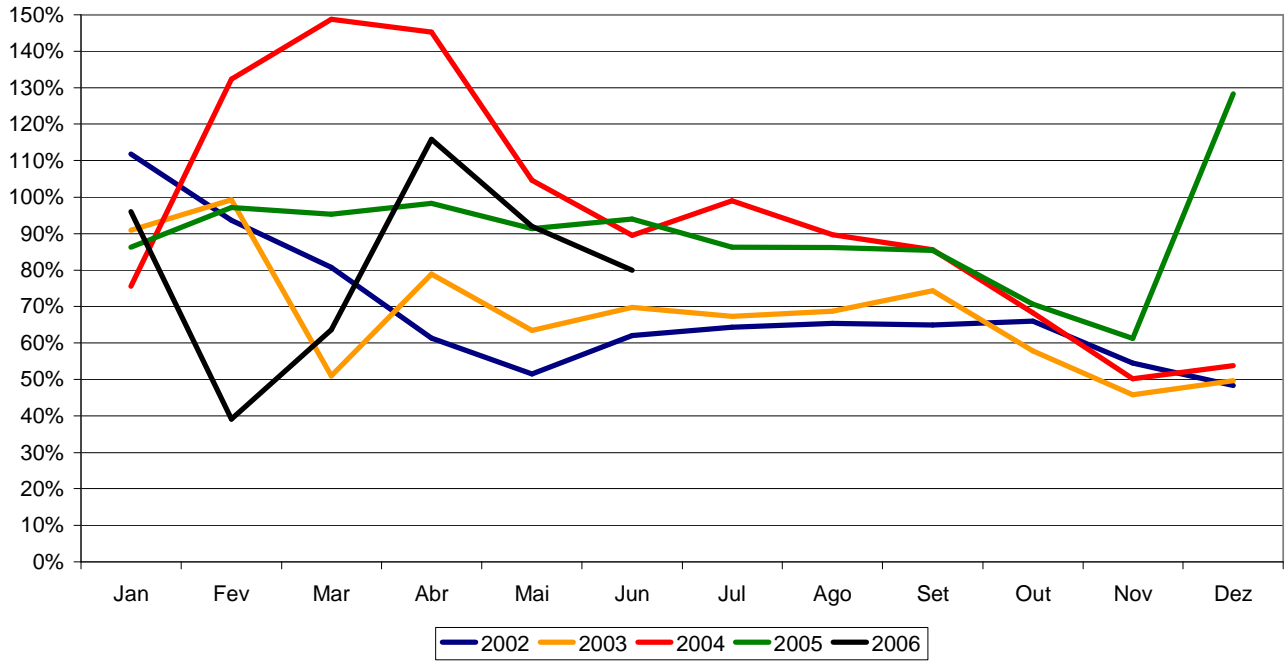
**ANEXO I.1**  
**ENERGIAS NATURAIS AFLUENTES - SUDESTE/CENTRO-OESTE - % MLT**



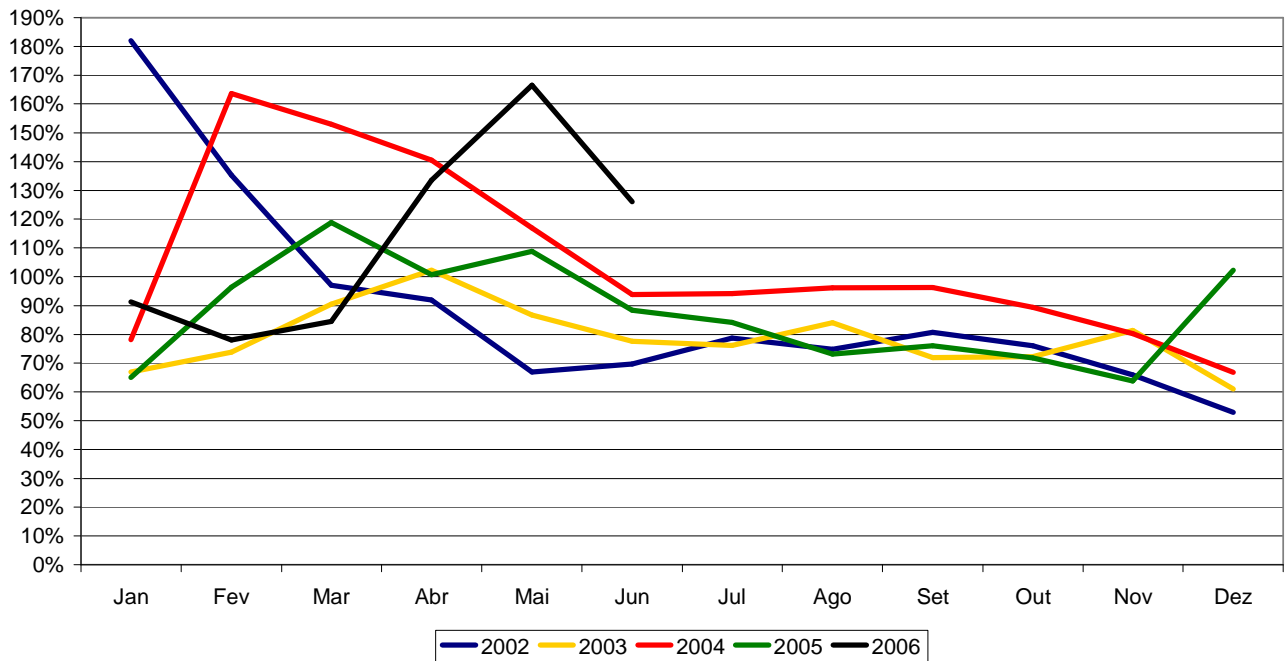
**ANEXO I.2**  
**ENERGIAS NATURAIS AFLUENTES - SUL - % MLT**



**ANEXO I.3**  
**ENERGIAS NATURAIS AFLUENTES - NORDESTE - % MLT**

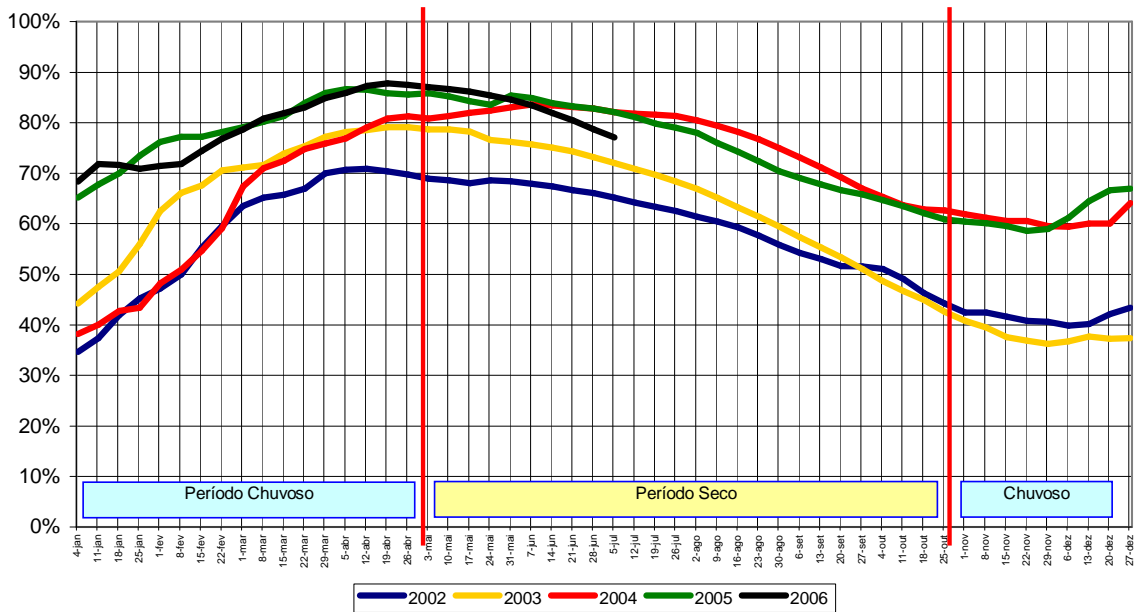


**ANEXO I.4**  
**ENERGIAS NATURAIS AFLUENTES - NORTE - % MLT**

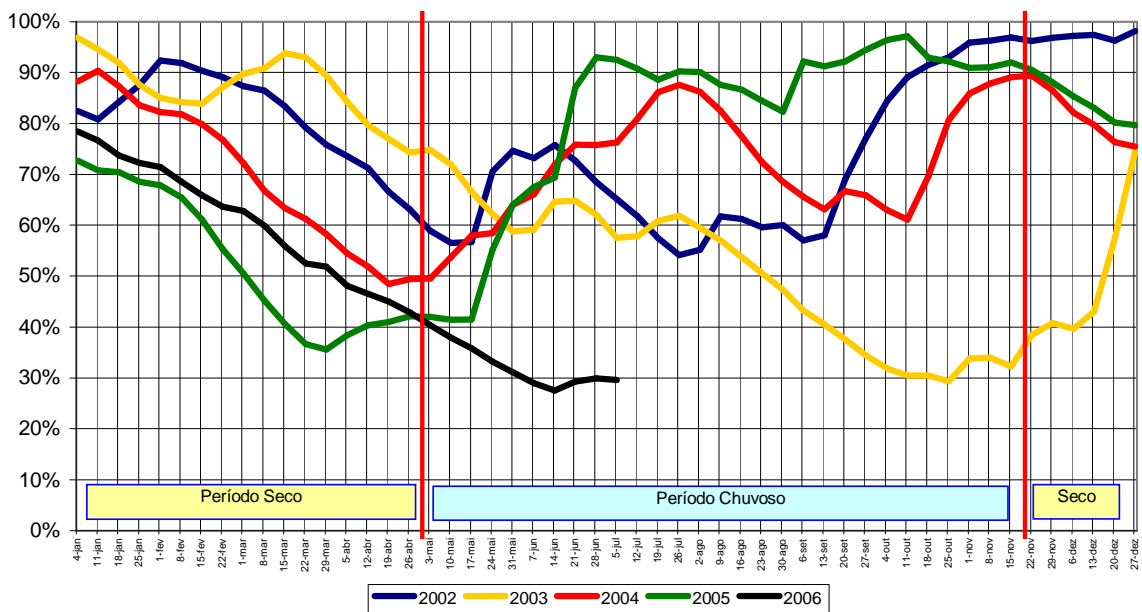


**ANEXO II**  
**HISTÓRICO DE ENERGIAS ARMAZENADAS NO SIN**

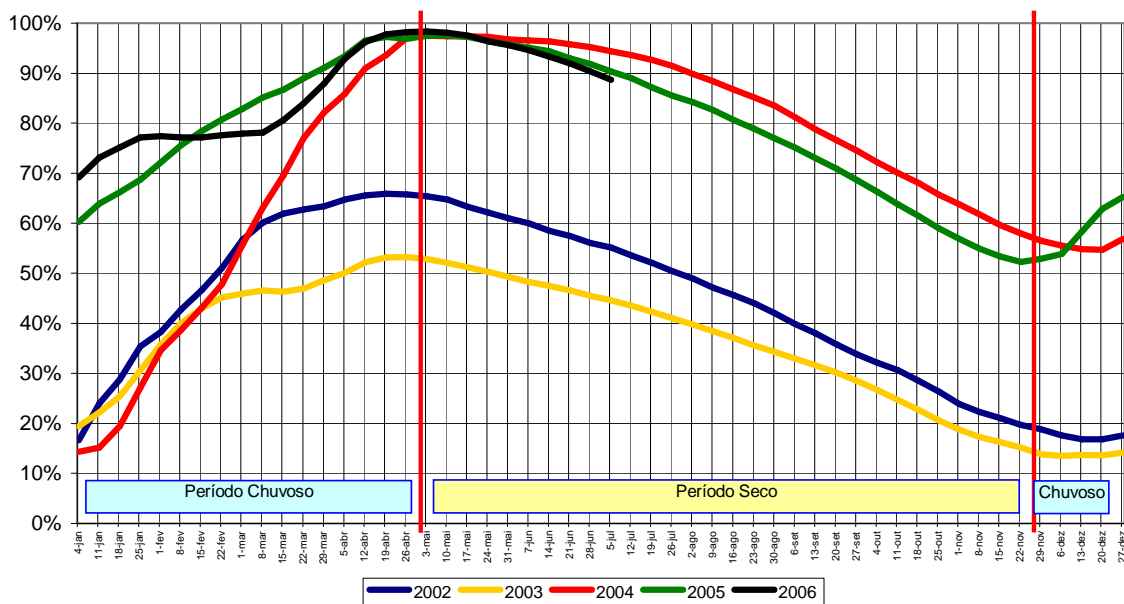
### ANEXO II.1 ENERGIAS ARMAZENADAS - SUDESTE/CENTRO-OESTE - %EARmáxima



### ANEXO II.2 ENERGIAS ARMAZENADAS - SUL - %EARmáxima



### ANEXO II.3 ENERGIAS ARMAZENADAS - NORDESTE - %EARM<sub>máxima</sub>



### ANEXO II.4 ENERGIAS ARMAZENADAS - NORTE - %EARM<sub>máxima</sub>

