

PORTARIA Nº 303, DE 18 DE NOVEMBRO DE 2004.

[Acesso ao Texto Original](#)

A MINISTRA DE ESTADO DE MINAS E ENERGIA, no uso da atribuição que lhe confere o art. 87, parágrafo único, incisos II e IV, da Constituição, e tendo em vista o disposto no § 2º do art. 2º e no § 1º do art. 4º do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, e considerando: a Portaria MME nº 282, de 28 de outubro de 2004, que disponibilizou a metodologia para cálculo das garantias físicas dos empreendimentos de geração, sendo objeto de contribuições por parte dos agentes interessados; a Resolução nº 1 do Conselho Nacional de Política Energética - CNPE, de 17 de novembro de 2004, propondo os critérios gerais para garantia de suprimento, aprovada pelo Excelentíssimo Senhor Presidente da República; e a Portaria MME nº 288, de 12 de novembro de 2004, que estabeleceu critérios para a definição da garantia física das unidades de geração termelétrica movidas a gás natural, resolve:

Art. 1º Definir, nos termos do § 2º do art. 2º e do § 1º do art. 4º do Decreto nº 5.163, de 2004, conforme critérios gerais de garantia de suprimento, os montantes da garantia física dos empreendimentos de geração de energia elétrica.

§ 1º Ficam aprovadas a metodologia, as diretrizes e o processo para implantação da garantia física das usinas do Sistema Interligado Nacional - SIN, conforme Nota Técnica, Anexo I, produzida por este Ministério e pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS.

§ 2º A garantia física dos empreendimentos de geração hidrelétrica, exceto Itaipu Binacional, será o valor vigente na data de publicação desta Portaria, estabelecido pela ANEEL, a título de energia assegurada, até 31 de dezembro de 2014.

§ 3º O valor da garantia física das usinas termelétricas, incluindo importação, será aquele resultante da metodologia de que trata o § 1º, constante do Anexo II, e terá validade, para todos os efeitos, somente a partir de 1º de janeiro de 2008, observado o disposto no art. 3º

§ 4º Nos anos de 2005, 2006 e 2007, exclusivamente para as usinas termelétricas movidas a gás natural habilitadas para participar do leilão de energia proveniente de empreendimentos existentes, a ser promovido em 2004, o valor da garantia física de cada usina é aquele constante do Anexo II, calculado conforme os critérios estabelecidos na Portaria MME nº [288](#), de 2004 e de acordo com as normas da ANEEL, em especial a Resolução nº [352](#), de 2003.

§ 5º Os valores relativos às garantias físicas dos empreendimentos referidos no § 3º, exceto aqueles movidos a gás natural, para os anos de 2005, 2006 e 2007, serão aqueles atualmente praticados pelos agentes, conforme as normas estabelecidas pela ANEEL, em especial a Resolução nº [352](#), de 2003, observado o disposto no art. 3º

“Art. 2º A comercialização, pela Eletrobrás, da energia proveniente do empreendimento Itaipu Binacional será definida, nos termos da metodologia de que trata o § 1º do art. 1º, da seguinte forma:”

(Retificado no D.O. de 06.12.2004, seção 1, p. 120, v. 141, n. 233)

I - para os anos de 2005, 2006 e 2007, fica mantido o valor atualmente praticado, garantidas as eventuais alterações previstas nas normas aplicáveis;

II - a partir de 1º de janeiro de 2008 e até 31 de dezembro de 2014, o valor atualmente praticado será reduzido da diferença, em MW médios, entre o valor total do bloco hidráulico vigente e o valor obtido a partir da aplicação da metodologia aprovada no § 1º do art. 1º

Art. 3º Os valores relativos às garantias físicas de todos os agentes de geração termelétrica ficam condicionados a comprovação, junto a esse Ministério, da existência de combustível necessário a operação da respectiva usina.

§ 1º (Revogado pela Portaria MME nº [120](#) de 17.03.2005)

§ 2º (Revogado pela Portaria MME nº [120](#) de 17.03.2005)

Art. 4º Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação.

DILMA ROUSSEFF

Este texto não substitui o publicado no D.O. de 19.11.2004, seção 1, p. 69, v. 141, n. 222.

ANEXO I

NOTA TÉCNICA MME/CCPE – ONS

Brasília, novembro de 2004

Garantia Física de Energia e Potência Metodologia, Diretrizes e Processo de Implantação

1. Introdução

O § 2º, do art. 2º, do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, que regulamentou dispositivos da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, atribui ao Ministério de Minas e Energia - MME definir a garantia física dos empreendimentos de geração. Com este objetivo, a presente Nota Técnica foi desenvolvida pelo MME/CCPE e Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS.

A definição dessa garantia física deve estar compatível com o critério de suprimento adotado na expansão e na operação do sistema. Nesse sentido, a garantia física, em termos globais, pode ser definida como a energia assegurada do sistema, conhecido o critério de suprimento.

Desta forma, com o objetivo de efetivamente garantir o lastro físico com vistas à comercialização de energia via contratos, reviu-se a metodologia para determinação da energia assegurada dos empreendimentos de geração, elaborando-se a versão descrita na presente nota técnica. Esta proposta coaduna-se com o critério de suprimento pelo qual o risco anual de déficit de energia não ultrapassa a 5%, conforme proposta do Conselho Nacional de Política Energética - CNPE.

Importa registrar que, diante da questão conjuntural detectada pelo CMSE da existência de restrição de gás natural na geração de energia elétrica e dado que o MME é responsável pela definição das garantias físicas desses empreendimentos, este Ministério emitiu a Portaria Nº 288, de 12 de novembro de 2004, definindo os procedimentos a serem seguidos pelos agentes de geração de forma a expressar, assim, a real disponibilidade de energia termelétrica a gás natural.

2. Metodologia de Cálculo da garantia física de Energia e Potência

2.1 Diretrizes básicas

A metodologia de cálculo da energia assegurada dos aproveitamentos do Sistema Interligado Nacional - SIN foi estabelecida considerando as seguintes diretrizes básicas:

- configuração do sistema gerador compreendendo as usinas hidrelétricas e termelétricas existentes, bem como as usinas hidrelétricas com concessão outorgada, exceto aquelas que apresentam restrições de natureza relevantes, revisão de projetos ou solicitação de cancelamento de outorga, e as usinas termelétricas autorizadas e/ou aptas para entrar em operação pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. Esta configuração é denominada “Configuração Hidrotérmica”, relacionada nos Anexos I e II;

- risco de déficit de energia de, no máximo, 5 % ao ano, compatível com o critério de garantia de suprimento definido pelo Conselho Nacional de Política Energética - CNPE;

- lastro físico das usinas termelétricas da configuração obtido da mesma configuração que serviu de base para determinação das energias asseguradas das usinas hidrelétricas, compatível com o critério de operação otimizada do sistema hidrotérmico.

- rateio da energia assegurada do conjunto das usinas hidrelétricas da configuração com base nas energias firmes (Energia Firme - Energia média gerada no período crítico do Sistema Interligado Nacional, que inicia-se em junho de 1949 e termina em novembro de 1956.) dessas usinas, tendo como referência o período crítico (Período Crítico - maior período de tempo em que os reservatórios, partindo cheios e sem reenchimentos totais, são deplecionados ao máximo, estando o sistema submetido à sua energia firme.) que vem sendo adotado no dimensionamento desses empreendimentos (junho de 1949 a novembro de 1956);

- rateio da energia assegurada do conjunto de usinas termelétricas da configuração levando em conta a inflexibilidade operativa de cada uma e o respectivo preço do combustível utilizado na geração;

- dados referentes ao fator de capacidade máximo, às taxas de indisponibilidade programada e de saída forçada das unidades geradoras, ao nível de inflexibilidade médio anual e ao custo variável de operação das usinas termelétricas conforme declaração dos agentes ao Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS;

- limites de transferências de energia entre subsistemas compatíveis com as capacidades de transmissão das interligações interregionais, de acordo com o critério de segurança vigente (n - 1).

2.2 Energia Assegurada

Nesta seção, é descrita a metodologia de cálculo da energia assegurada.

Energia assegurada do sistema (configuração de referência)

A determinação da oferta global de energia, correspondente à energia assegurada do sistema (configuração de referência), se faz por meio da simulação estática da configuração hidrotérmica, com quatro subsistemas interligados (Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste e Sul), empregando-se o modelo NEWAVE (Versão 12, homologada pela ANEEL.).

Este modelo determina, para cada mês do período de simulação:

- os valores de geração hidrelétrica associados aos subsistemas equivalentes;
- os valores de geração associados à cada usina termelétrica;
- os intercâmbios entre os subsistemas eletricamente conectados.

O objetivo do modelo é determinar uma estratégia de operação do sistema que minimize o custo total de sua operação (O custo total da operação corresponde ao valor presente dos gastos com combustível e dos custos referentes à energia não suprida, computados ao longo do período de simulação. Esse custo é composto por duas parcelas: custo imediato (custos da geração térmica e do déficit de energia no estágio t) e custo futuro (associado ao valor esperado do custo de geração termelétrica e racionamento desde o final do estágio t até o final do período de simulação estudo). O custo está sujeito, principalmente, às restrições operativas relacionadas ao balanço hídrico, limites de armazenamento e turbinagem, limites na geração térmica e atendimento à carga de energia).

Essa simulação é feita com uma configuração estática em um horizonte de 5 anos, com períodos estáticos de estabilização inicial (10 anos, de forma a amortecer a influência das condições iniciais de armazenamento e afluições) e final (5 anos, de forma a amortecer a influência das condições de fechamento de horizonte simulado).

A aferição do atendimento ao critério de suprimento (risco pré-fixado de 5 %) toma por base a média dos riscos entre 11º e o 15º ano do período de simulação, empregando-se 2.000 séries sintéticas de energias afluentes.

No processo de ajuste para se obter a média de 5% para o risco prefixado durante os cinco anos da simulação com a configuração estática, mantém-se uma proporção fixa entre as ofertas dos subsistemas Sul e Sudeste, assim como nas ofertas dos subsistemas Norte e Nordeste. Há uma variação livre, no entanto, da oferta conjunta dos sistemas Sul/Sudeste e Norte/Nordeste. O processo é considerado convergido quando, no mínimo, um dos dois subsistemas de cada sistema (Sul/Sudeste e Norte/ Nordeste) simultaneamente atinge o risco de 5%, admitida uma tolerância.

As proporções entre ofertas citadas correspondem às verificadas entre os valores de mercado de 2008 previstos para os subsistemas, segundo a previsão de mercado do ciclo 2003/2004 elaboradas pelo Comitê Técnico de Estudos de Mercado - CTEM, do Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos - CCPE. Rateio da energia assegurada do sistema entre hidrelétricas e termelétricas

O rateio da energia assegurada do sistema entre os blocos de usinas hidrelétricas e de usinas termelétricas é baseado na ponderação, pelo custo marginal de operação - CMO, das gerações obtidas na simulação para cada série sintética de energias afluentes. A oferta hidráulica (EH) é obtida pela expressão (2.1):

EH =

$$\sum_{s=1}^4 c_{crítica}(s) \times FH$$

(2.1)

onde:

crítica(s) - carga crítica do subsistema s, cujo somatório representa a oferta global do sistema garantida a 95%.

FH - Fator Hidro, que valoriza a geração em cada mês e em cada série pelo correspondente CMO.

O Fator Hidro é calculado pela expressão

$$FH = \frac{\sum_{s=1}^4 \sum_{i=1}^{12} \sum_{j=1}^{15} \sum_{k=1}^{2000} gh(i, j, k, s) \times cmo(i, j, k, s)}{\sum_{s=1}^4 \sum_{i=1}^{12} \sum_{j=1}^{15} \sum_{k=1}^{2000} \left[gh(i, j, k, s) + \sum_{l=1}^{n(s)} gt(i, j, k, l, s) \right] \times cmo(i, j, k, s)}$$

(2.2)

(2.2):

nde:

gh(i,j,k,s) - geração hidráulica total (controlável + fio d'água

+ vazão mínima), para o mês i, para o ano j, para a série k e para o subsistema s.

gt(i,j,k,l,s) - geração térmica total, para o mês i, para o ano j, para a série k, para a térmica l e para o subsistema s.

cmo(i,j,k,s) - custo marginal de operação, para o mês i, para o ano j, para a série k e para o subsistema s.

nt(s) - número de térmicas do subsistema s

A oferta térmica (ET) é obtida através das expressões (2.3) e

(2.4), semelhantes às expressões (2.1) e (2.2), substituindo-se a variável

gh (geração hidráulica por subsistema) por gt (geração térmica por classe), conforme indicado a seguir.

$$ET(I, s) = FT(I, s) \sum_{l=1}^4 ccrítica(s)$$

(2.3)

$$FT(I, s) = \frac{\sum_{i=1}^{12} \sum_{j=11}^{15} \sum_{k=1}^{2000} gt(i, j, k, l, s) \times cmo(i, j, k, s)}{\sum_{s=1}^4 \sum_{i=1}^{12} \sum_{j=11}^{15} \sum_{k=1}^{2000} \left[gh(i, j, k, s) + \sum_{l=1}^{nt(s)} gt(i, j, k, l, s) \right] \times cmo(i, j, k, s)}$$

(2.4)

onde:

nt(s) - nº de térmicas do subsistema s

Observe-se que o cálculo da oferta térmica é feito por usina térmica (ou classe térmica, conjunto de usinas caracterizado pelo custo variável de geração). Já a oferta hidráulica é calculada para o conjunto de todas as usinas da configuração, demandando uma etapa posterior, em que essa oferta é rateada entre as usinas, com base na energia firme associada a cada uma.

A oferta de uma usina (ou classe) térmica será limitada ao valor de sua disponibilidade máxima, sendo o excedente distribuído entre as demais térmicas da configuração, na proporção de suas energias asseguradas, calculadas no passo anterior. Caso a nova oferta associada a alguma das beneficiárias do rateio ultrapasse a respectiva disponibilidade máxima, será feito um re-rateio nos mesmos moldes. A disponibilidade máxima de uma usina (ou classe) térmica é dada pela expressão (2.5).

$$Q_{Max} (l) = P_{efetiva} * FC_{max} * [1 - TEIF] * [1 - IP]$$

(2.5)

onde:

$P_{efetiva}$ - potência efetiva da usina (ou classe).

FC_{max} - fator de capacidade máximo da usina (ou classe).

$TEIF$ - taxa equivalente de indisponibilidade forçada.

IP - taxa de redução de disponibilidade por manutenção programada.

Importa salientar que todos esses indicadores aplicados em (2.5) devem ser reconhecidos ou homologados pela ANEEL. Rateio da oferta hidráulica pelas usinas hidrelétricas O rateio da oferta hidráulica (EH) pelas usinas é feito, em base determinística, proporcionalmente à energia firme de cada usina. Para tanto, utiliza-se modelo de simulação que represente as usinas individualizadas. Atualmente, utiliza-se o modelo MSUI (Modelo de Simulação a Usinas Individualizadas), versão 2.2, da Eletrobrás. A energia firme é calculada considerando as vazões do período crítico do sistema brasileiro (junho de 1949 a novembro de 1956). Este período é o mesmo utilizado no dimensionamento das usinas hidrelétricas.

A inclusão de uma usina hidrelétrica em uma cascata (seqüência de usinas em um mesmo curso d'água) pode proporcionar um acréscimo de energia nas usinas a jusante. Esse benefício é calculado considerando a diferença entre simulações do modelo de usinas individualizadas “com” e “sem” a usina, observada, para efeito desse cálculo, a existência, na cascata, apenas das usinas em operação ou licitadas antes da usina em exame.

Para efeito de discretização da energia assegurada ao longo da motorização de uma usina hidrelétrica, a energia assegurada de cada uma das unidades geradoras é calculada a partir da proporção de suas energias firmes determinadas em simulações considerando a evolução da entrada das unidades geradoras.

2.3 Potência Assegurada Potência assegurada de uma usina hidrelétrica A potência assegurada (PA) de uma usina hidrelétrica é calculada com base em sua potência garantida (PG). A potência garantida de uma usina hidrelétrica é definida como o valor correspondente a 95% de permanência de todos os valores mensais de potência, para todo o histórico de vazões, obtidos a partir da mesma simulação que determinou o valor da energia firme da usina, ou seja, a simulação com o modelo a usinas individualizadas.

Para a determinação da potência assegurada de uma usina deve-se considerar a sua potência disponível (PD) quando a usina estiver completamente motorizada, abatida de seu consumo próprio (CP) e de sua parcela da reserva de potência (RP), contemplando, inclusive, a parcela associada a saídas intempestivas de unidades geradoras através do índice TEIF, conforme indicado nas expressões (2.6) e (2.7):

$$PD = PG \times (1 - TEIF)$$

(2.6)

$$PA = PD - CP - RP$$

(2.7)

Considerase o CP como sendo 1 % da potência instalada da usina.

A RP comporta a reserva primária (R1), reserva secundária (R2) e a reserva destinada a cobrir a indisponibilidade forçada da usina (R3), ou seja:

$$RP = R1 + R2 + R3 \quad (2.8)$$

sendo:

$$R1 = 0,01 * RPG \quad (2.9)$$

$$RPG = CP + PA \quad (2.10)$$

$$R2 = 0,025 * RPG + 0,015 *.CP \quad (2.11)$$

R3 - admitida como nula, tendo em vista a consideração das saídas forçadas na expressão 2.6 (2.12)

RPG: Responsabilidade Própria de Geração

Substituindo-se as expressões (2.9), (2.11) e (2.12) na equação (2.8), resulta:

$$RP = 0,035 RPG + 0,015 CP \quad (2.13)$$

Substituindo, agora, (2.10) em (2.13), obtém-se:

$$RP = 0,035 (CP + PA) + 0,015 CP \quad (2.14)$$

Finalmente, substituindo (2.6) e (2.14) em (2.7), tem-se:

$$PA = \frac{PG \times (1 - TEIF) - 1,05 \times CP}{1,035}$$

(2.15)

Para o cálculo da potência assegurada na fase de motorização, utiliza-se a equação (2.15), substituindo-se PG pela potência instalada na fase de motorização. Este procedimento é feito até que o valor de mais uma unidade de motorização iguale-se a PA. A partir daí, a potência assegurada na fase de motorização é a própria potência assegurada da usina.

No caso específico da Usina Hidrelétrica de Itaipu, a potência disponível para contratação no sistema brasileiro é regulada pelo Tratado Binacional de Itaipu.

Potência assegurada de uma usina termelétrica

Para as usinas termelétricas, as potências asseguradas por unidade são iguais às suas disponibilidades máximas, definidas na expressão (2.5). O consumo próprio será ou não incluído conforme o esquema de atendimento das respectivas instalações.

3. Processo de Implantação dos Valores de garantia física da energia

A aplicação da metodologia aqui descrita afeta os certificados de energia assegurada hoje vigentes para as usinas hidrelétricas e a disponibilidade para contratação das termelétricas.

Assim, prevê-se um processo de implantação dessa metodologia e dos correspondentes certificados de energia assegurada que observará as seguintes diretrizes gerais:

- Preservação da segurança do abastecimento;

- Minimização do impacto tarifário pelo ajustamento da oferta global de energia (energia assegurada do sistema) ao critério de garantia de suprimento de risco de déficit de até 5%;

- Minimização dos impactos nos agentes setoriais.

O processo de implantação seguirá os procedimentos abaixo descritos:

- Manter inalterados, até dezembro de 2007, os valores vigentes dos certificados de energia assegurada dos aproveitamentos hidrelétricos e das disponibilidades para contratação das usinas termoelétricas.

- Ajustar, em janeiro de 2008, os valores de energia assegurada associados aos blocos hidráulico e térmico, de modo a compatibilizar a energia assegurada do sistema (oferta global de energia) ao critério de garantia de suprimento de risco de déficit máximo de 5%.

- Ajustar, em janeiro de 2008, as disponibilidades para contratação das usinas termelétricas para as respectivas energias asseguradas, calculadas individualizadamente conforme a metodologia apresentada neste documento.

- Ajustar, em janeiro de 2008, o valor atribuído à energia assegurada da usina hidrelétrica de Itaipu, de modo a corrigir a energia assegurada do bloco hidráulico.

“- Ajustar, em janeiro de 2015, os valores das energias asseguradas das usinas hidrelétricas constantes do Anexo 1, inclusive Itaipu, decorrentes da aplicação da metodologia descrita nesta Nota Técnica, observado o valor agregado do bloco hidráulico.”

(Retificado no D.O. de 06.12.2004, seção 1, p. 120, v. 141, n. 233)

- Aplicar a metodologia descrita neste documento para o cálculo da energia assegurada das novas usinas, hidrelétricas e termelétricas, na medida em que forem vencedoras das licitações para a expansão do sistema, a partir de 1º de janeiro de 2005.

- Reavaliar periodicamente, de acordo com o que dispuser a legislação, os valores de energia assegurada das usinas termoelétricas e hidroelétricas, inclusive Itaipu, conforme a metodologia constante neste documento, ressalvadas as restrições de natureza legal existentes.

Anexo I/NT - Configuração Hidráulica (em MW)

	Nome	Efetiva	Potência	Nome	Efetiva	Potência	Nome	Efetiva	Potência	
	CAMARGOS		46	NAVANHANDAVA		347,4	AMOR	GUILMAN-		140
	ITUTINGA		52	I. SOLT. EQV		4251,5		SA CARVALHO		78
GRANDE	FUNIL-		180	JUPIA		1551,2	GRANDE	SALTO		102
	FURNAS		1312	P. PRIMAVERA		1540		P. ESTRELA		11 2
MORAES	M. DE		478	A.A. LAYDNER		97,8		AIMORES		330
	ESTREITO		1104	PIRAJU		80		MASCARENHAS		131
	JAGUARA		424	CHAVANTES		414		IRAPE		360
	IGARAPAVA		210	OURINHOS		44		MURTA		120
GRANDE	VOLTA		380	L.N. GARCEZ		72	DOMINGOS	SAO		48
	P. COLOMBIA		328	CANOAS II		69,9		TRES MARIAS		396
	CACONDE		80,4	CANOAS I		82,5		QUEIMADO		105
	E. DA CUNHA		108,8	CAPIVARA		643	BRAUNA	BARRA		39
	A.S.OLIVEIRA		32	TAQUARUCU		554		JAURO		118
	MARIMBONDO		1488	ROSANA		372		GUAPORE		120
	A. VERMELHA		1396,2	ITAIPU		14000		ROSAL		55
	SERRA FACAO		212,6	GUARAPIRANGA		0		SALTO		108
	EMBORCACAO		1192	BILLINGS		0		SLT VERDINHO		93
	NOVA PONTE		510	HENRY BORDEN		888		SERRA MESA		1275
	MIRANDA		408	JAGUARI		27,6		CANA BRAVA		471,6
BRANC1	CAPIM		240	PARAIBUNA		85	SALVADOR	SAO		240,9
BRANC2	CAPIM		210	SANTA BRANCA		58		PEIXE ANGIC		452
	CORUMBA IV		127	FUNIL		222		LAJEADO		902,5

	CORUMBA III	93,6	PICADA	50	MANSO	210
	CORUMBA I	375	SOBRAGI	60	PONTE PEDRA	176,1
	ITUMBIARA	2280	ILHA POMBOS	183	STA CLARA MG	60
DOURADA	CACH.	658	ITAOCARA	195	ESPORA	32
	SAO SIMAO	1710	NILO PECANHA	380	OLHO DAGUA	33

	BARRA BONITA	140	LAJES/FONTES	132	I	ITIQUIRA	60,8
	A.S. LIMA	144	P. PASSOS	100	II	ITIQUIRA	95,2
	IBITINGA	131,4	BAU I	11 0		CACU	65
	PROMISSAO	264	CANDONGA	140		B. COQUEIROS	90
	STA CLARA PR	120	ITAPEBI	475	TOC	ESTREITO	1087
	FUNDAO	120	SOBRADINHO	1050		TUCURUI	8365
	JORDAO	0	ITAPARICA	1500	UNA	CURUA-	30
	G.B. MUNHOZ	1676	COMP PAF-	4285			
	SEGREDO	1260	XINGO	3162			
	SLT.SANTIAGO	1420	P. CAVALO	160			
	SALTO OSORIO	1078	B. ESPERANCA	225			
	SAO JOAO	60					
	CACHOEIRINHA	45					
	SALTO CAXIAS	1240					
	PAI QUERE	291,9					
	BARRA GRANDE	690					
	CAMPOS NOVOS	880					
	MACHADINHO	1140					
	ITA	1450					
	PASSO FUNDO	226					

	MONJOLINHO	67				
QUEIXO	QUEBRA	120				
	CASTRO ALVES	130				
	MONTE CLARO	130				
	14 DE JULHO	100				
	FOZ CHAPECO	855				
	ERNESTINA	0				
	PASSO REAL	158				
	JACUI	180				
	ITAUBA	500				
	D. FRANCISCA	125				
	G.P. SOUZA	260				
	SALTO PILAO	182,3				

Anexo II/NT - Configuração Térmica (em MW)

	Nome	Efetiva	Potência	Nome	Efetiva	Potência	Nome	Efetiva	Potência
	ANGRA 1		657	ALEGRETE		66	BREITENER		167
	ANGRA 2		1350	ARAUCARIA		469	CAMACARI G		350
	CARIOBA		36	ARGENTINA 1		1018	FAFEN		151
	CUIABA G CC		480	ARGENTINA 1B		60	FORTALEZA		347
	ELETROBOLT		379	ARGENTINA 2A		400	TERMOBAHIA		186
	IBIRITERMO		235	ARGENTINA 2B		200	TERMOCEARA		220
	IGARAPE		131	ARGENTINA 2C		400	TERMOPE		602
FORA	JUIZ DE		87	ARGENTINA 2D		100			
MERCHA	MACAE		923	CANOAS		161			
	NORTEFLU		802	CHARQUEADAS		72			
	NOVA PIRAT		400	FIGUEIRA		20			

	PIRAT.12 G	200	J.LACERDA A1	100		
	PIRAT.34 VAP	190	J.LACERDA A2	132		
	R.SILVEIRA G	32	J.LACERDA B	262		
	ST.CRUZ 34	440	J.LACERDA C	363		
NOVA	ST.CRUZ	564	NUTEPA	24		
	TERMORIO TRES	1163	P.MEDICI A	126		
LAGOAS		240	P.MEDICI B	320		
BRASILIA	UTE	10	S.JERONIMO	20		
	W.ARJONA G	120	URUGUAIANA G	638		
45	W.ARJONA	70				

ANEXO II

Tabela 1

Garantia Física de Energia das Unidades Térmicas Não Acionadas a Gás ou Acionadas a Bicomcombustível

Nome	(MW)	Potência Efetiva	Garantia Física de Energia (MW med)
ANGRA 1		657	509,8
ANGRA 2		1 350	1 204,7
CARIOBA		36	10,7
CUIABÁ G CC		480	431,31
IGARAPÉ		131	71,3
MACAÉ MERCHANT		923	872,9
NOVA PIRATININGA		400	333,0
PIRATININGA.12 G		200	175,3
PIRAT.34 VAP		190	170,4

R.SILVEIRA G	32	20,9
ST.CRUZ 12	0	0,0
ST.CRUZ 34	440	286,0
ST.CRUZ NOVA	564	446,7
UTE BRASILIA	10	2,7
W.ARJONA G	120	86,0
W.ARJONA 45	70	50,1
ALEGRETE	66	21,1
ARAUCÁRIA	469	390,3
ARGENTINA 1	1 018	964,5
ARGENTINA 1B	60	54,6
ARGENTINA 2A	400	365,1
ARGENTINA 2B	200	183,3
ARGENTINA 2C	400	364,9
ARGENTINA 2D	100	91,2
CHARQUEADAS	72	45,7
FIGUEIRA	20	10,3
J.LACERDA A1	100	34,7
J.LACERDA A2	132	88,2
J.LACERDA B	262	198,0
J.LACERDA C	363	329,0
NUTEPA	24	6,1
P.MÉDICI A	126	68,1
P.MÉDICI B	320	183,4
S.JERÔNIMO	20	12,6
URUGUAIANA G	638	565,1
BREITENER	167	98,5
CAMAÇARI	360	229,8
TERMOCEARÁ	220	189,0

Tabela 2
Garantia Física de Energia de Térmicas Acionadas a Gás

Nome	Potência Efetiva (MW)	Energia Comercializável Conforme § 4º do art. 1º desta Portaria			Garantia Física de Energia (MW médios)
		2005	2006	2007	
MPX	220,0	45,1	72,6	203,7	189,0
Termoceará					
Merchant Macaé	923,0	0,0	0,0	0,0	872,0
Araucária	469,0	436,0	436,0	436,0	390,3
Cuiabá	480,0	431,3	431,3	431,3	431,3

Tabela 3
Disponibilidades Energéticas

Parâmetro	Valores Vigentes (MW médios)	Valores Recalculados (MW médios)
Bloco Hidráulico (*)	45.383	44.953
Bloco Térmico	13.485	12.936
Total	58.868	57.889

(*) - Inclui Itaipu